



INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Johann Michael Steinberger

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Maurício Aredes

Rio de Janeiro
Setembro de 2012

INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS

Johann Michael Steinberger

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Maurício Aredes, Dr.-Ing.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Walter Issamu Suemitsu Dr. Ing.

Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.

Prof. José Wanderley Marangon Lima D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
SETEMBRO DE 2012

Steinberger, Johann Michael

Integração em Larga Escala de Geração Eólica em
Sistemas Hidrotérmicos / Johann Michael Steinberger.- Rio
de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012

XV, 126 p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Maurício Aredes

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Engenharia Elétrica, 2012

Referências Bibliográficas: p. 98-102

1. Geração eólica. 2. Sistemas hidrotérmicos. 3.
Variabilidade. 4. Séries sintéticas. 4. Algoritmo de
simulação. 5. Estudos. 6. Avaliação econômica 7. Área
Ocupada. 8. Exemplo numérico. I. Aredes, Maurício. II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa
de Engenharia Elétrica. III Título.

Dedicatória

A minha querida esposa, Elizabeth Steinberger e aos nossos três filhos, Priscila, Rafael e Alexandre.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Prof. Maurício Aredes.

Ao co-autor de meus artigos técnicos Emanuel L. van Emmerik

A todos os professores e a todos os colegas da UFRJ/COPPE, por todos os conhecimentos que eles me ajudaram a adquirir.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Johann Michael Steinberger

Setembro/2012

Orientador: Maurício Aredes

Programa de Engenharia Elétrica

A tese relata os resultados promissores obtidos na investigação sobre a implantação ideal para a integração em larga escala de geração de energia eólica com a geração de energia hidráulica (92%) e térmico (8%) no Sistema Elétrico Brasileiro Interligado (SIN).

É proposto um algoritmo de simulação que lida com a variabilidade do vento.

O trabalho usa dados históricos reais ocorridos no período de 01 de agosto de 2007 a 31 de julho de 2008 e é focada sobre a viabilidade da utilização de geração hidráulica de energia para compensar a variabilidade da produção de energia eólica quando a última é implantada em larga escala.

O resultado é um sistema proposto para geração de eletricidade usando cerca de 96% de fontes de energia completamente renováveis.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

LARGE SCALE WIND GENERATION INTEGRATED IN HYDROTHERMAL
ELECTRIC POWER SYSTEMS

Johann Michael Steinberger

September/2012

Advisor: Mauricio Aredes

Department of Electrical Engineering

The thesis reports the promising results achieved in the investigation on the optimal deployment in large scale integration of wind generation with the hydraulic (92%) and thermal (8%) energy generation in the Brazilian Electric Power System Interconnected (SIN).

A simulation algorithm that copes with the wind variability is proposed.

The work uses real historical data occurred in the time period of August 1th 2007 to July 31th 2008 and is focused on the feasibility of using hydro power generation to offset the variability of wind generation when the latest is deployed on a large scale.

The result is a proposed system for generating electricity using around 96% of non thermal, fully renewable energy sources.

SUMARIO

Capítulo 1	INTRODUÇÃO	1
1.1.	A Motivação para o trabalho	1
1.2.	A Metodologia do trabalho.....	2
1.3.	Resultados do trabalho	3
Capítulo 2	O ESTADO DA TECNOLOGIA	5
2.1.	Algumas Definições Básicas.....	5
2.2.	Sistemas Hidrotérmicos – A Incerteza do Futuro	6
2.3.	Racionamentos e Redes Inteligentes	7
2.4.	Período Crítico	8
2.5.	Reserva de Geração em Sistemas Hidrotérmicos.....	9
2.6.	Modelagem de Sistema Hidrotérmicos.....	11
2.7.	O Vento e a Meteorologia.....	12
2.8.	Tecnologia de Geração Eólica.....	13
2.9.	Custos da Geração Eólica.....	14
2.10.	Projeto Físico de Fazendas Eólicas.....	14
2.11.	Meio Ambiente e as Eólicas.....	15
2.12.	Inserção de Eólicas em Sistemas Eminentemente Térmicos.....	16
2.13.	Inserção de Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro	16
Capítulo 3	O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO	19
3.1.	Aspectos de Geração do SIN	19
3.2.	Aspectos de Transmissão do SIN.....	20
3.3.	Aspectos de Operação e Controle do SIN.....	21
Capítulo 4	VARIABILIDADE.....	22
4.1.	Variabilidade da Disponibilidade de Geração Eólica.....	22
4.2.	Variabilidade da Afluência de Energia Hidráulica	25
4.3.	Diversidade Sazonal entre Energia Eólica e Hidráulica.....	27
Capítulo 5	SERIES SINTÉTICAS DE DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA	28
5.1.	As Bases Físicas e Matemáticas.....	28
5.2.	Geração de Séries Sintéticas	29
Capítulo 6	ALGORITMOS DE SIMULAÇÃO	36
6.1.	O Banco de Dados	36
6.2.	Visão Geral	39
6.3.	Equacionamento do Balanço de Potência Média Diária	39
6.4.	Equacionamento do Balanço de Energia Hidráulica.....	40
6.5.	Equacionamento do Balanço de Potência de Ponta	41
6.6.	O Algoritmo de Simulação Usando os Balanços	41
6.7.	Balanço de Potência Média Diária no SIN – Compensação com Hidráulicas.....	42

6.8.	Balanco de Energia no SIN – Compensação com Hidráulicas.....	45
6.9.	Balanco de Potência Média Diária no SIN - Compensação com Hidros e Térmicas...	47
6.10.	Balanco de Energia no SIN – Compensação com Hidros e Térmicas	49
6.11.	Algoritmo do Balanco de Potência de Ponta no SIN.....	50
6.12.	Algoritmo de Simulação do SIN.....	52
6.13.	Algoritmo do Balanco de Potência de Média Diária por Região.....	53
6.13.1.	Critério de Despacho da Geração Hidráulica por Região	54
6.13.2.	Critério de Despacho da Geração Térmica por Região.....	54
6.13.3.	Critério de Aproveitamento da Geração Eólica por Região	54
6.13.4.	Critério de Previsão da Carga por Região	54
6.13.5.	Critério de Cálculo de Intercâmbio Líquido por Região	54
6.13.6.	Critério de Previsão de Nível de Armazenamento por Região	54
6.14.	Metodologia de Estimativa da Expansão Hidrotérmica Clássica	55
Capítulo 7 ESTUDOS DE SIMULAÇÃO		56
7.1.	Estudo do SIN para um Ano de Afluência Hidráulica Baixa.....	56
7.1.1.	Balanco de Energia Anual.....	57
7.1.2.	Balanco de Potência Média Diária	63
7.1.3.	Balanco de Potência na Hora de Ponta	66
7.2.	Estudo do SIN para um Ano de Afluência Hidráulica Crítica	70
7.2.1.	Balanco de Energia Anual.....	70
7.2.2.	Balanco de Potência Média Diária	74
7.2.3.	Balanco de Potência na Hora de Ponta	76
7.3.	Consolidação dos Resultados dos Estudos de Energia do SIN	77
7.4.	Estimativa da Expansão Hidrotérmica Clássica do SIN	79
7.5.	Estudo de cada Região do SIN para um Ano de Afluência Hidráulica Baixa.....	80
7.5.1.	Região Norte	80
7.5.2.	Região Nordeste	83
7.5.3.	Região Sul	86
7.5.4.	Região Sudeste.....	89
7.5.5.	O SIN como Soma das Quatro Regiões	92
7.6.	Avaliação Econômica.....	93
Capítulo 8 CONCLUSÕES.....		94
8.1.	Próximos Trabalhos.....	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		98
ANEXO I AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....		103
I.1.	Finalidade desta avaliação.....	103
I.2.	Modelos de Negócio em um Sistema Hidro Termo Eólico.....	103
I.2.1.	Tarifa de Incentivo ao Desenvolvimento	104
I.2.2.	Compensação Compulsória através do MRE	104

I.2.3.	Custo de Armazenamento.....	105
I.2.4.	Consortio Gerador Hidro Eólico.....	105
I.3.	Metodologia para Avaliação Econômica.....	107
I.3.1.	Custos Unitários, Juros Equivalentes e Prazos de Amortização.....	107
I.3.2.	Fórmula de Cálculo da Receita Anual.....	109
I.4.	Avaliação Econômica da Expansão do SIN com Eólicas.....	109
I.4.1.	Custos do Sistema Atual.....	110
I.4.2.	Custos do Sistema Expandido com Eólicas.....	111
I.5.	Avaliação Econômica da Expansão do SIN com Hidráulicas e Térmicas.....	114
I.5.1.	Custos do Sistema Expandido com Hidráulicas e Térmicas.....	114
I.6.	Comparação Econômica das duas Alternativas.....	115
I.7.	Sensibilidade Econômica das duas Alternativas.....	116
ANEXO II	ÁREA OCUPADA COM FAZENDAS EÓLICAS.....	118
II.1.	Metodologia para a Estimativa de Área a ser Ocupada.....	118
II.2.	Estimativa de Área Necessária para Eólicas.....	118
ANEXO III	EXEMPLO NUMÉRICO.....	121

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.2-1 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos [28]	6
Figura 2.4-1 – Período Crítico na Região Sudeste 1949 a 1956	8
Figura 2.6-1 - Cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL [28]	11
Figura 2.7-1 – CPTEC [22]: acompanhamento das frentes frias em maio de 2011	13
Figura 2.13-1 – Complementaridade eólica e hídrica no Nordeste [51]	17
Figura 3.2-1 - Esquema do sistema de transmissão	20
Figura 4.1-1 - Variabilidade eólica no Nordeste em 2007/2008	22
Figura 4.1-2 - Variabilidade eólica no Nordeste em 2008/2009	23
Figura 4.1-3 - Variabilidade eólica no Nordeste em 2009/2010	23
Figura 4.1-4 - Variabilidade eólica no Sul em 2007/2008	24
Figura 4.1-5 - Variabilidade eólica no Sul em 2008/2009	24
Figura 4.1-6 - Variabilidade eólica no Sul em 2009/2010	25
Figura 4.2-1 - Variabilidade anual da afluência hidráulica	26
Figura 4.2-2 - Variabilidade diária da afluência hidráulica	26
Figura 4.2-3 - Afluência de energia hidráulica total no SIN	26
Figura 4.3-1 – Diversidade sazonal eólica X hidráulica	27
Figura 5.1-1 - Localização das fazendas eólicas – CPTEC [22] satélite GOES	28
Figura 5.2-1 - Variabilidade da geração eólica média diária no Nordeste	31
Figura 5.2-2 - Variabilidade da geração eólica média diária no Sul	32
Figura 5.2-3 -- Variabilidade da geração eólica média diária no SIN	33
Figura 5.2-4 – p.u. da Variabilidade da geração eólica média diária no SIN	33
Figura 5.2-5 - p.u. da Variabilidade da geração na hora da ponta no SIN	34
Figura 5.2-6 – Compara as séries sintéticas de média diária e de ponta	34
Figura 5.2-7 Curvas de permanência da geração eólica em p.u. no SIN	35
Figura 6.12-1 – Etapas com blocos para simulação do SIN	52
Figura 7.1-1 – ENA média mensal e anual no período 2007/2008	57
Figura 7.1.1-1 - Balanço de energia no SIN para a condição de afluência baixa	57
Figura 7.1.1-2 – Variação anual da disponibilidade eólica	62
Figura 7.1.2-1 - Balanço de potência média diária para a afluência baixa	63
Figura 7.1.3-1 - Balanço de potência de pico para a condição de afluência baixa	66
Figura 7.2.1-1 - Balanço de energia no SIN com afluência crítica	71
Figura 7.2.1-2 – Período crítico no SE assumido = SIN	72
Figura 7.2.2-1 - Balanço de potência média diária para a afluência crítica	74
Figura 7.2.3-1 - Balanço de potência de pico para a condição de afluência crítica	76
Figura 7.4.1-1 – Balanço de energia na Região Norte com afluência baixa	80

Figura 7.4.1-2 – Despacho de hidráulica Região Norte proporcional a afluência	81
Figura 7.4.1-3 – Intercambio líquido e resumo da Região Norte	82
Figura 7.4.2-1 – Balanço de energia na Região Nordeste com afluência baixa.....	83
Figura 7.4.2-2 - Despacho de hidráulica, Região Nordeste proporcional a afluência ..	84
Figura 7.4.2-3 – Intercambio líquido e resumo da Região Nordeste.....	85
Figura 7.4.2-4 – Detalhamento das perdas eólicas na Região Nordeste.....	85
Figura 7.4.3-1 – Balanço de energia na Região Sul com afluência baixa.....	86
Figura 7.4.3-2 - Despacho de hidráulica na Região Sul proporcional a afluência.....	87
Figura 7.4.3-3 – Intercâmbio líquido e resumo da Região Sul.....	88
Figura 7.4.4-1 – Balanço de energia na Região Sudeste com afluência baixa.....	89
Figura 7.4.4-2 – Despacho de geração hidráulica; Região Sudeste “Swing” do SIN ...	90
Figura 7.4.4-3 – Intercambio líquido e resumo da Região Sudeste	90
Figura 7.4.5-1 – Balanço de energia das quatro regiões do SIN com afluência baixa .	92
Figura 7.4.5-2 – Despacho de geração hidráulica do SIN	93
Figura 7.4.5-3 – Resumo do SIN	93

INDICE DE TABELAS

Tabela 2.9-1 Exemplo do custo social de energia na União Européia em c€/kWh.....	14
Tabela 3.1-1 Capacidades instaladas de geração do SIN usadas no estudo.....	19
Tabela 3.2-1 Limites de intercâmbio para o modelo Newave em maio de 2008.....	21
Tabela 5.2-1 Variáveis para séries sintéticas de disponibilidade de energia eólica.....	30
Tabela 6.1-1 Dados de estado - data.....	36
Tabela 6.1-2 Dados de estado - Região Norte Interligado	36
Tabela 6.1-3 Dados de estado - Região Nordeste	37
Tabela 6.1-4 Dados de estado - Região Sudeste + Centro Oeste + Acre Rondônia ..	37
Tabela 6.1-5 Dados de estado – Usina de Itaipu	37
Tabela 6.1-6 Dados de estado – Região Sul.....	38
Tabela 6.1-7 Dados de estado – Intercâmbios.....	38
Tabela 6.1-8 Dados de estado – Ponta Eólica	38
Tabela 6.7-1 Variáveis Balanço Potência Média Diária– Compensação Hidro.....	44
Tabela 6.8-1 Variáveis do Balanço de Energia	46
Tabela 6.9-1 Variáveis Balanço Potência Média – Compensação Hidro e Térmica ...	49
Tabela 7.1.1-1 Parâmetros para a simulação do balanço de energia.....	58
Tabela 7.1.1-2 Variáveis de Controle para o balanço com afluência baixa	59
Tabela 7.1.1-3 Resultados do balanço de energia com afluência baixa.....	60
Tabela 7.1.2-1 Máximos e mínimos, potência média diária, afluência baixa	64
Tabela 7.1.2-2 Constantes usadas	64
Tabela 7.1.2-3 Resultados da simulação, potência média diária com afluência baixa	65
Tabela 7.1.3-1 Máximos e mínimos na hora de ponta, afluência baixa	66
Tabela 7.1.3-2 Resultados da simulação de ponta, afluência baixa.....	67
Tabela 7.1.3-3 Análise da reserva de geração, afluência baixa	67
Tabela 7.2.1-1 Variáveis de controle para o balanço com afluência crítica	71
Tabela 7.2.1-2 Resultado do balanço de energia com afluência crítica.....	73
Tabela 7.2.2-1 Máximos e mínimos potência média diária, afluência crítica	75
Tabela 7.2.2-2 Simulação de potência média diária com afluência crítica.....	75
Tabela 7.2.3-1 Máximos e mínimos na hora de ponta, afluência crítica	76
Tabela 7.2.3-2 Resultados da simulação de ponta, afluência crítica	77
Tabela 7.2.3-3 Análise da reserva de geração, afluência crítica	77
Tabela 7.3-1 Resultados consolidados dos estudos de afluência baixa e crítica.....	78
Tabela 7.4-1 Expansão hidrotérmica clássica do SIN	79
Tabela I.3.2-1 Lista de variáveis para cálculo da receita anual	109
Tabela I.4-1 Alternativa eólica - evolução da capacidade instalada do SIN.....	110

Tabela I.4-2 Custos unitários de operação e manutenção	110
Tabela I.4.1-1 Custos unitários de investimento em geração - sistema atual	111
Tabela I.4.1-2 Custos totais de investimento e de O&M - sistema atual.....	111
Tabela I.4.2-1 Custos unitários, investimento em geração - expansão com eólicas. 112	
Tabela I.4.2-2 Custos totais de investimento e de O&M - expansão com eólicas.....	112
Tabela I.4.2-3 Evolução dos custos unitários de energia - expansão com eólicas ...	113
Tabela I.4.2-4 Custos de energia típicos para referência	113
Tabela I.5-1 Expansão hidrotérmica - evolução da capacidade instalada do SIN ...	114
Tabela I.5.1-1 Custos unitários, investimento em geração - expansão hidrotérmica	114
Tabela I.5.1-2 Custos totais de investimento e de O&M - expansão hidrotérmica....	115
Tabela I.5.1-3 Evolução dos custos unitários de energia - expansão hidrotérmica ..	115
Tabela I.6-1 Comparação das alternativas de expansão	116
Tabela I.7-1 Custos unitários do WWF	117
Tabela I.7-2 Custos unitários de energia (WWF) - expansão com eólicas	117
Tabela I.7-3 Custos unitários de energia (WWF)- expansão hidrotérmica.....	117
Tabela II.1-1 Fatores de distância para projetos de Fazendas Eólicas	118
Tabela II.2-1 Dados de uma turbina eólica típica	119
Tabela II.2-2 Áreas necessárias para uma torre	119
Tabela II.2-3 Áreas necessárias para 140 GW.....	119
Tabela II.2-4 Terras para os principais reservatórios	120
Tabela III-1 - Cálculo da Previsão de Afluência.....	121
Tabela III-2 – Cálculo da Geração Hidráulica.....	122
.Tabela III-3 –Previsão de Carga	123
Tabela III-4 – Previsão de Intercâmbios Internacionais.....	123
Tabela III-5 – Cálculo da geração Térmica	124
Tabela III-6 - Geração Eólica	125
Tabela III-7 – Verificação de Fechamento a Zero	126
Tabela III-8 - Balanço de Energia Hidráulica.....	126

ABREVIACOES UTILIZADAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DECOMP	Programa de simulação energética desenvolvido pelo Cepel
DESSEM	Programa de simulação energética desenvolvido pelo Cepel
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Planejamento Energético
EWEA	“European Wind Energy Association”
MLT	Média a Longo Termo
NEWAVE	Programa de simulação energética desenvolvido pelo Cepel
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEN 2008	Plano Anual de Operação Energética – 2008 [1]
SIN	Sistema Interligado Nacional

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. A MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO

A energia eólica é extremamente abundante na natureza. Ecologicamente é considerada pouco agressiva quando comparada com outras fontes de energia. A tecnologia de geração eólica está bem consolidada [2] [3]. Seu custo vem caindo rapidamente.

No entanto devido a sua característica de grande variabilidade [4] [5] [6], a geração de energia elétrica a partir de fontes puramente eólicas, daria origem a um produto praticamente inutilizável pelo consumidor. O gerador eólico gera quando há vento e não quando o consumidor necessita de energia. Não seria possível o consumidor usar uma energia elétrica que fica disponível por alguns minutos porque há vento disponível e logo depois a energia falta porque deixou de haver vento disponível. Não podendo ser usada pelo consumidor, a princípio, se pensaria que a energia eólica não tem valor nenhum.

Este problema pode ser resolvido [7] [8] [9]. A energia eólica pode ser consorciada com a energia de fontes hidráulicas e térmicas. Estas fontes assumem a função de receber a energia inutilizável gerada pelas eólicas e beneficiá-la filtrando a sua variabilidade e transformando-a em um produto de excelente valor para o consumidor.

Embora inconstante, a disponibilidade de energia eólica é previsível com boa margem de acerto. Segue os princípios físicos abordados no campo da ciência denominada meteorologia. Por isto, no meio técnico, esta inconstância é preferivelmente rotulada com o nome de variabilidade. Conforme vai ser mostrado, variabilidade não é a mesma coisa que diversidade hidrológica. O estudo da variabilidade compreende os efeitos da diversidade hidrológica, mas vai muito mais além em termos de resultados que pode produzir.

Este trabalho se fundamenta na discussão da variabilidade da disponibilidade de geração eólica e de uma equivalente variabilidade da afluência energética nas usinas hidráulicas. Ele se propõe a dar início à demonstração acadêmica de que, sob o aspecto de balanço de energia e balanço de potência, é possível instalar 140 GW de geração eólica no sistema de energia elétrica brasileiro, usando basicamente a capacidade de geração hidráulica existente para compensar a variabilidade da geração eólica. O impacto recai sobre o aumento dos requisitos de transmissão que interligam as quatro regiões do SIN e esse aspecto também é discutido.

A motivação para o trabalho tem essencialmente duas facetas que se complementam. Uma faceta está associada ao potencial remanescente para construção de novas usinas hidráulicas que está submetido às restrições ambientais cada vez mais severas. A outra faceta está associada ao potencial eólico e seus desafios inovadores decorrentes da variabilidade deste tipo de geração.

Por um lado, a maior parte do potencial de geração hidrelétrica [10] restante, no Brasil [11] para construir novas usinas (50 GW médios em uma estimativa

conservadora), está localizada na região da Amazônia brasileira. Também a maior parte do parque hidráulico já construído, se localiza na região Sudeste.

A concepção geral das usinas hidráulicas brasileiras, [12] nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste do Brasil, convergem para o tipo de aproveitamento adequado para topografias de bacias de rios com características de “canyons”. São rios com margens medianamente altas, onde se constroem barragens entre 50 e 100 metros de altura que represam grandes quantidades de água, com alagamentos relativamente baixos, capazes de regularizar todo o rio em escalas de tempo plurianuais. Já na região da Amazônia brasileira, [13] onde se localiza a maior parte do potencial hídrico remanescente do país, o aspecto topográfico dominante é o de rios de planície, ou seja, as margens são relativamente baixas e as vazões variam de 3.000 m³/s no período seco a 30.000 m³/s no período molhado. Na região da Amazônia brasileira, as alturas de barragens que se revelaram tão adequadas no restante das bacias brasileiras, passam a ser inadequadas porque provocam alagamentos ecologicamente inaceitáveis. Para evitar estes alagamentos inaceitáveis as novas usinas hidrelétricas na Amazônia, terão uma grande quantidade de potência instalada (MW), mas a capacidade de armazenamento de energia (MW mês) será insuficiente para equilibrar as variações de afluência que ocorrem na passagem do período molhado para o período seco. Estas novas usinas serão, portanto do tipo denominado de “usinas a fio d’água”.

Por outro lado, o potencial de 140 GW pico para geração de energia eólica no Brasil também é significativo [14]. Este potencial está inclusive sendo reavaliado para próximo de 300 GW considerando a possibilidade de utilização de torres mais altas. Os melhores corredores de vento, em terra, estão localizados principalmente ao longo da costa brasileira do Oceano Atlântico, relativamente perto dos grandes centros de carga e muito longe da região amazônica. Um valor típico de fator de capacidade anual para estas fazendas é de 30% [15].

A geração de energia eólica é atualmente a tecnologia de fontes alternativas que está tecnicamente mais bem consolidada [16] [17] [18] [19]. A tecnologia de geração eólica, diferente da hidráulica [20], é relativamente nova e vem sendo empregada com sucesso em diversos países. A característica mais marcante e desafiadora da energia eólica é a sua variabilidade: o gerador de energia eólica gera quando há vento disponível e não quando o consumidor quer consumir energia. Apesar de inconstante, o vento é previsível com uma boa margem de sucesso. Portanto, esta inconstância é rotulada com o nome de variabilidade. Além da variabilidade, as fazendas eólicas têm uma característica de diversidade de geração causada pela dispersão geográfica das fazendas e pela forma como a disponibilidade de vento ocorre ao longo de grandes regiões geográficas.

Entre a energia eólica e a hidráulica ocorre uma diversidade sazonal que torna uma complementar à outra. Nos meses em que a afluência de energia hidráulica é alta, a disponibilidade de energia eólica é vice versa. Isto faz com que se enfatizem os benefícios para consorciar ambas as energias [21].

1.2. A METODOLOGIA DO TRABALHO

A metodologia usada no trabalho é multidisciplinar. Ela recorre aos conceitos de diversas áreas de conhecimento: meteorologia [22], hidrologia [23], estudos de energia [24], meio ambiente [25], mercado [26] e avaliação financeira.

O trabalho se justifica por [27] produzir uma comprovação inicial, tecnicamente embasada em hipóteses justificáveis com base em princípios físicos, matemáticos,

econômicos, e ambientais. Tudo isto é feito tentando usar engenhosamente os relativamente poucos dados disponíveis. O trabalho mostra que, sob o aspecto de balanços de energia e de potência médias diárias e na ponta de carga, é possível usar a capacidade de armazenamento de energia das usinas hidráulicas brasileiras (e também das térmicas) para compensar a variabilidade das eólicas.

1.3. RESULTADOS DO TRABALHO

O trabalho se concentra no aspecto de fechamento dos balanços de energia e potência. Ele tem os seguintes resultados:

- 1) Uma proposta de metodologia para contornar temporariamente a falta de dados históricos de geração eólica. Consiste em produzir para este fim séries sintéticas de geração eólica que consideram tanto o efeito da variabilidade como o efeito da dispersão geográfica de disponibilidade de vento, baseada em princípios meteorológicos.
- 2) Uma proposta de uma metodologia de cálculo da quantidade de carga que pode ser suprida quando se instala uma determinada quantidade de geração eólica, com a sua variabilidade peculiar dos sistemas meteorológicos, em um sistema eminentemente hidráulico, com sua variabilidade peculiar dos sistemas hidrológicos.
- 3) Uma proposta de metodologia de cálculo da capacidade instalada de geração de ponta de origem hidráulica e de origem térmica necessárias para filtrar a variabilidade das eólicas.
- 4) Uma apresentação e discussão dos resultados da aplicação das metodologias propostas no Sistema Interligado Brasileiro em pelo menos dois cenários diferentes de afliências energéticas: um período de um ano de afliências baixas e um período de um ano correspondente a afliências que remetem ao início de um período crítico.
- 5) Um delineamento do aumento das necessidades de transmissão entre as quatro regiões do Brasil, associados à expansão com eólicas em larga escala.
- 6) Uma proposta de alternativa de modicidade tarifária que é conseguida consorciando geração eólica, mais cara, com geração hidráulica das usinas já amortizadas, mais barata, cujos períodos de concessão estão vencendo nos próximos anos.
- 7) Uma comparação em termos gerais dos custos de geração para duas opções diferentes de expansão do parque gerador brasileiro: a) expansão somente com eólicas b) expansão clássica somente com usinas hidrotérmicas.
- 8) Uma abordagem dos problemas ambientais relativos à ocupação de terras com a instalação de fazendas eólicas.

O texto se compõe dos seguintes capítulos adicionais:

Capítulo 2

Faz um levantamento resumido do estado atual da tecnologia afeita ao assunto tratado envolvendo principalmente:

- Simulação energética de sistemas hidrotérmicos,

- Meteorologia,
- Tecnologia de geração eólica,
- Custos de geração eólica,
- Projetos físicos de fazendas eólicas,
- O meio ambiente e as eólicas.

Capítulo 3

Faz um resumo das características do sistema hidrotérmico brasileiro no período agosto de 2007 até agosto de 2008.

Capítulo 4

Discute a variabilidade da geração eólica e da afluência de energia hidráulica. Estabelece o conceito de medida de inserção eólica.

Capítulo 5

Mostra uma metodologia para gerar séries sintéticas de disponibilidade de geração eólica, que contorna a falta de dados históricos de longa data tal como existem para a área hidrológica.

Capítulo 6

Apresenta o banco de dados. Detalha uma proposta de algoritmo de simulação da expansão do SIN com eólicas em termos de balanço de energia, balanço de potência média diária e balanço de ponta. Descreve também uma metodologia de estimativa expedita da expansão clássica do SIN com usinas hidráulicas e térmicas (sem eólicas).

Capítulo 7

Aplica o algoritmo de expansão com eólicas proposto. Faz dois estudos de simulação, um para o cenário de afluências baixas e outro o cenário que simula o primeiro ano de um período crítico, ambos para o SIN representado por um único reservatório equivalente. Acrescenta um estudo de simulação para o cenário de afluências baixas, mas agora representando o SIN subdividido em quatro regiões. Aplica também a metodologia de estimativa expedita da expansão clássica do SIN com usinas hidráulicas e térmicas (sem eólicas).

Capítulo 8

Resume as conclusões em itens curtos e diretos.

Anexo I

Faz uma avaliação econômica do custo de geração para expansão com e sem eólicas. Estabelece uma proposição para consorciar com as hidráulicas de tal forma que o custo de energia se mantém no mesmo patamar atual.

Anexo II

Faz uma estimativa da área total a ser ocupada por fazendas eólicas.

Anexo III

Apresenta um exemplo numérico para facilitar o entendimento dos algoritmos.

Capítulo 2

O ESTADO DA TECNOLOGIA

Este capítulo se propõe descrever o estado da tecnologia dos assuntos atinentes e a este trabalho em um nível de detalhe compatível com os seus objetivos e de uma forma complementar ao que já foi iniciado no documento de defesa do tema de tese [4]. A abordagem usada para elaborar esta descrição consistiu em selecionar algumas das referências mais adequadas e descrever em trechos curtos o seu conteúdo para suportar as afirmações deste trabalho. Assim, todos os trechos de texto dos itens deste capítulo são reproduções dos documentos associados.

2.1. ALGUMAS DEFINIÇÕES BÁSICAS

ENA – Energia Natural Afluenta [15]

É a energia afluenta a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos, calculada a partir da energia produzível pelas vazões naturais afluentes a estes aproveitamentos, em seus níveis a 65% dos volumes úteis operativos. Pode ser expressa em MW médio por dia.

MLT – Média Histórica a Longo Termo

Os valores de energia natural afluenta são expressos em MW_{med} e em percentual da média histórica de longo termo (%MLT).

A MLT é uma série histórica de vazões médias mensais desde o ano de 1931 até o presente, por sistema hidrológico (Sul, Sudeste, Nordeste e Norte).

ENA Armazenável

Para os valores verificados são apresentados também os percentuais das energias naturais afluentes armazenáveis, calculados através da subtração da parcela de energia não produzível devido aos vertimentos (% Armaz.).

EA – Energia Armazenada

Energia disponível em um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia produzível pelo volume armazenado nos reservatórios em seus respectivos níveis operativos.

Os valores de energia armazenada de um determinado dia são relativos às 24h00min e posem se expressos em percentagem da energia armazenada associada à capacidade máxima do sistema de reservatórios (% max). Também podem ser expressos em MW mês.

2.2. SISTEMAS HIDROTÉRMICOS – A INCERTEZA DO FUTURO

Sistemas hidrotérmicos são diferentes de sistemas puramente térmicos. Entre outras características os sistemas puramente térmicos são determinísticos, enquanto que os sistemas hidrotérmicos têm uma forte componente randômica. Em sistemas hidrotérmicos a disponibilidade futura de água para gerar energia é uma variável randômica. No futuro podem ocorrer anos (molhados) onde a afluência seja alta e podem ocorrer anos (secos) onde a afluência seja baixa. Em sistemas hidrotérmicos há, portanto a necessidade de lidar com a incerteza do futuro.

A água dos anos molhados terá que ser armazenada para que possa ser usada nos anos secos. Mais ainda, podem ocorrer anos tão secos que mesmo assim, com uma determinada capacidade de energia armazenada, não seja possível suprir a totalidade da carga. Construir reservatórios capazes de armazenar energia para os anos extremamente secos é economicamente inviável. Assim os sistemas hidrotérmicos contam com uma determinada capacidade térmica dimensionada para ser usada justamente nesses anos extremamente secos.

Planejar sistemas hidrotérmicos exige a habilidade de lidar com riscos a longo prazo. Planejar um sistema hidro térmico significa simular algo como 2000 séries sintéticas de afluências e verificar para quantas delas a totalidade da carga não é atendida. Tipicamente isto ocorre para 5% das séries de afluências, definindo assim um risco de não atendimento à totalidade da carga. É tarefa do planejador do sistema hidrotérmico, acompanhar continuamente o crescimento da carga e o andamento das obras de construção de novas hidráulicas e de novas térmicas em uma proporção tal que o risco de déficit seja aceitável.

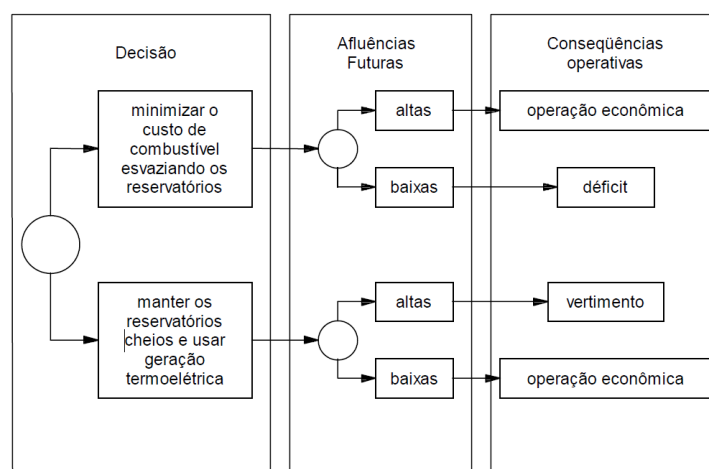


Figura 2.2-1 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos [28]

Operar um sistema hidro térmico (Figura 2.2-1) exige a habilidade de aceitar riscos e mesmo assim, na maioria das vezes, tomarmos as decisões certas de modo a conseguir suprir toda a carga do sistema, minimizando o custo de operação. Em cada momento o sistema está em um estado que se define pelo nível de armazenamento existente nos reservatórios e pela afluência energética que está ocorrendo. Para cada momento o operador de um sistema hidrotérmico tem duas opções de decisão típicas:

A primeira opção é decidir despachar hoje as usinas térmicas e poupar a água que está armazenada nos reservatórios e a que está chegando a eles sob a forma de afluência. Nesta opção o operador corre o risco de que, no futuro, ocorra uma

afluência tão grande tal que não haja capacidade de armazenamento suficiente para armazená-la nos reservatórios. Nesta ocorrência, o operador estará de fato vertendo, no futuro, a energia térmica que ele despachou hoje. Se ele tivesse sido mais paciente, não teria despachado as térmicas, teria esperado que a afluência subisse e teria aceitado que os reservatórios se deplecionassem mais ainda, sem ficar ansioso com isto.

A segunda opção é decidir não despachar hoje as térmicas e deplecionar mais ainda os reservatórios. Nesta opção o operador corre o risco de que, no futuro, continuem a ocorrer afluências tão baixas que façam com que os reservatórios sequem e mesmo despachando toda a térmica existente, não haja energia suficiente [29]. O operador terá então que fazer um racionamento de carga.

Resumindo a argumentação anterior se pode dizer que:

- Saber lidar com sistemas hidrotérmicos é saber lidar com riscos. O risco está associado à afluência hidráulica que ocorrerá no futuro. A afluência que ocorrerá no futuro é essencialmente uma variável randômica, não é determinística. Há riscos em todas as fases, no planejamento do sistema e na sua operação.
- Saber lidar com sistemas hidrotérmicos é saber lidar com a incerteza do futuro.

2.3. RACIONAMENTOS E REDES INTELIGENTES

Nos moldes da tecnologia atual, racionamentos de carga são uma das coisas mais indesejáveis que podem ser feitas para a economia e para a sociedade de um país. A participação do insumo energia elétrica no Brasil tipicamente representa 10% dos custos dos bens produzidos. Mas quando se faz um racionamento, a produção cessa como um todo em muitos dos segmentos afetados pelo ao racionamento. Então não são apenas os 10% relativos à energia elétrica que são perdidos, são os 100% de todos os produtos que deixam de ser fabricados vendidos e consumidos.

Terminado o racionamento, a carga do sistema tende a não voltar imediatamente, volta aos poucos. No racionamento de 2001 – 2002 alguns especialistas acreditam que o efeito da substituição das lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas e geladeiras domésticas antigas por outras mais eficientes foi o fator justificador para que a carga não tenha retornado ao patamar anterior.

No nível de tecnologia e desenvolvimento atual sistemas de energia elétrica não são planejados e operados para fazer racionamentos. Tradicionalmente, sistemas de energia elétrica, e os hidrotérmicos em particular, são planejados e operados para atender a totalidade da carga dos consumidores, na hora em que eles demandarem, seja onde eles estiverem. Energia elétrica tem sido até hoje considerada como um bem essencial à vida e indutor de desenvolvimento social e econômico. Devido a essa característica, empresas de energia elétrica são fortemente reguladas pelo estado e pela sociedade.

A tecnologia de redes inteligentes [30] está sendo desenvolvida agora. É bem recente e coloca em discussão o princípio de que o consumidor deve ser sempre atendido a qualquer momento em que ele deseje.

A rede inteligente prevê sistemas de geração alternativa tais como a eólica e também como a fotovoltaica, além de armazenadores de energia tais como baterias de automóveis elétricos e “fly weels”. Ela também prevê um enorme ferramental de comunicação e processamento de dados para permitir gerenciá-la.

A rede inteligente prevê um sistema que, no futuro, terá um forte componente de geração distribuída, onde cada consumidor, por exemplo, terá geração fotovoltaica no seu próprio telhado e terá carros elétricos cujas baterias podem ser carregadas nos horários de energia barata e descarregadas na rede nos horários de energia cara.

A rede inteligente prevê a implantação de um sinal locacional de preço marginal de energia de modo que o consumidor possa decidir entre:

- Consumir (ou armazenar) energia agora, ou deixar para mais tarde,
- Fornecer a sua energia para a rede agora ou deixar para mais tarde.

Para o consumidor poder tomar tal decisão ele tem que dispor de um pequeno centro de controle, que tenha acesso a todas as informações necessárias e que tenha controle sobre todos os equipamentos na casa do consumidor. Esse pequeno centro de controle tem que ser simples de lidar e operado por usuários não especialistas em sistemas de potência

2.4. PERÍODO CRÍTICO

O período crítico é definido [31] como sendo uma seqüência de anos com aflúências extremamente baixas, de tal maneira que, mesmo usando toda a capacidade de geração térmica instalada, durante vários anos seguidos, o nível de armazenamento do reservatório equivalente decresce ininterruptamente, sem nunca ocorrer um reenchimento. Ao final do período crítico o reservatório equivalente está vazio.

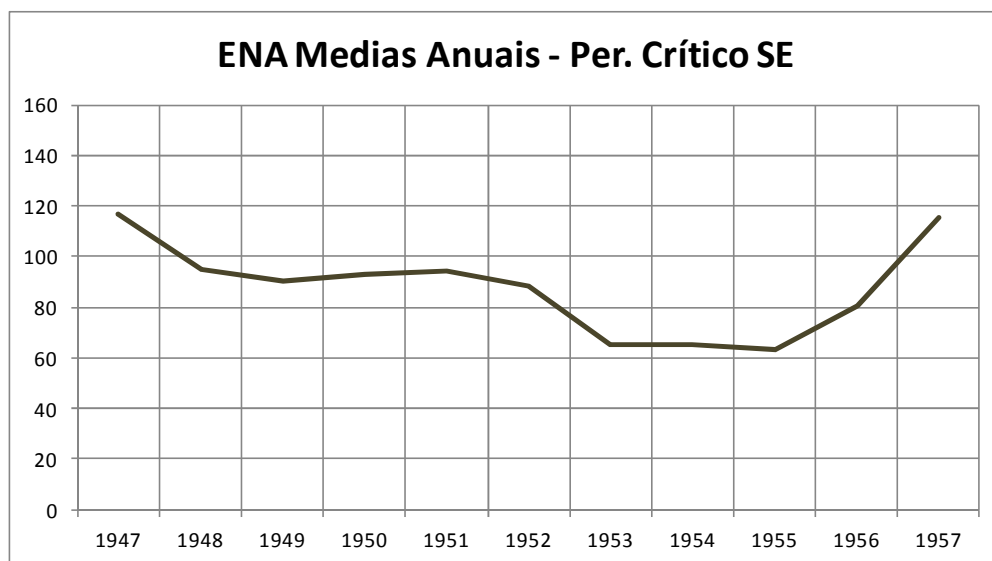


Figura 2.4-1 – Período Crítico na Região Sudeste 1949 a 1956

O período crítico é mais comumente definido como iniciando em junho de 1949 e terminando em novembro de 1956. Nestes anos a aflúência hidráulica decresceu sensivelmente e os reservatórios hidráulicos não puderam ser reenchidos durante vários anos seguidos (de 4 a 7 anos seguidos), mesmo despachando toda a capacidade térmica disponível. Na Figura 2.4-1 se pode verificar como se deu a evolução das aflúências nesse período crítico na região Sudeste.

Para ter uma noção do que é correr riscos em um sistema hidro térmico é conveniente ir lendo o gráfico progressivamente no tempo. A cada ano se supõe conhecer as médias anuais já ocorridas, mas não se sabe com certeza qual será a média que ocorrerá nos anos seguintes.

Para dar uma dimensão da incerteza do futuro na operação de sistemas hidrotérmicos, pode-se construir uma espécie de teatro dramatizando a evolução da situação ano a ano e as possíveis expectativas para o ano seguinte, durante o período crítico:

- No ano de 1947 a afluência estava quase em 120% da MLT e nada fazia crer que algo de ruim pudesse ocorrer.
- No ano de 1948 a afluência decresce para um pouco abaixo de 100%. “Nada tão grande assim” diria um operador de sistema mais otimista. Não havia nenhum sinal de perigo, apenas uma afluência um pouco baixa.
- No ano de 1949 a média anual cai para próximo de 90% da MLT e se mantém assim mais o menos constante durante os anos de 1950, 1951 e 1952. Agora já há uma sensação de incômodo, porque aconteceram vários anos seguidos com afluências baixas e o nível dos reservatórios está baixo. O operador do sistema já não está mais tão otimista como antes. Toda a geração térmica está despachada.
- No ano de 1953 a afluência cai para em torno de 63%. Com toda a geração térmica já despachada não há sinal de que os níveis dos reservatórios parem de descer. É necessário fazer um racionamento.
- Nos anos de 1954 e 1955 a afluência continua em torno dos 63% e não há sinal de melhora. O racionamento perdura. O operador do sistema agora está desanimado.
- No ano de 1956 a afluência sobe um pouco voltando aos 80% da MLT. Quem poderia dizer que no ano seguinte as coisas não piorariam novamente.
- No ano de 1957, finalmente a afluência volta a subir e o racionamento pode enfim ser totalmente encerrado.

A dramatização anterior enfatiza que saber lidar com sistemas hidrotérmicos é saber lidar com a incerteza do futuro.

2.5. RESERVA DE GERAÇÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

A reserva de geração (reserva de potência) é definida como sendo uma capacidade de geração adicional que deve ser prevista além da que é necessária para suprir a carga. Tem como finalidade cobrir diversas situações randômicas que ocorrem no sistema e garantir que apesar destas situações, a carga continue a ser integralmente suprida. Na análise clássica a reserva tradicional considera três tipos de reservas:

- Reserva para operação do sistema de potência
- Reserva para manutenção das unidades geradoras
- Reserva para os períodos críticos da hidrologia.

A reserva para operação prevê quantidades de capacidade de geração que devem ser disponibilizadas para eventual despacho durante a operação para cobrir os seguintes tipos de ocorrências:

— Regulação de freqüência:

Quando ocorre um aumento da carga instantânea, a freqüência do sistema começa a cair e os reguladores de velocidade de todas as unidades geradoras do sistema interligado começam a atuar. É a fase de regulação primária. Os reguladores aumentam a geração contribuindo para suprir o aumento de carga, fazendo com que a freqüência simplesmente pare de cair independente da área de controle carga freqüência onde tenha ocorrido o aumento de carga. É, portanto necessário que haja uma capacidade de geração disponível para fazer frente a estas situações.

— Ponta de carga instantânea

Quando se faz a previsão de carga para as próximas horas o que é estipulado é a carga média horária (pode ser média de 15 minutos) que deverá ocorrer. No entanto, a carga que terá que ser suprida é a carga instantânea que muitas vezes é superior a carga média. É, portanto necessário que haja uma capacidade de geração disponível para fazer frente a estas situações.

— Erro de previsão de carga

A previsão da carga é feita com base em um histórico de ocorrência de cargas em determinada hora, em determinado dia da semana e em determinados dias feriados. Esta previsão está sujeita a erros. É possível que ocorram cargas um pouco maiores do que a prevista e, apesar disto, terão que ser supridas. É, portanto necessário que haja uma capacidade de geração disponível para fazer frente a estas situações.

— Perda de uma unidade geradora (tradicionalmente a maior do sistema)

As unidades geradoras já atingiram um nível bastante alto de confiabilidade. É raro elas terem que ser desligadas pela atuação de suas proteções devido à ocorrência de defeitos internos à unidade geradora. Números da ordem de 99% de confiabilidade são freqüentes. No entanto ainda persistem ocasiões em que esses defeitos ocorrem, a unidade geradora é desligada pela atuação dos sistemas de proteção provocando instantaneamente um desbalanço carga geração, fazendo com que a freqüência comece a cair. Para fazer com que a freqüência pare de cair é necessário aumentar a geração das unidades remanescentes. É, portanto necessário que haja uma capacidade de geração disponível para fazer frente a estas situações.

A reserva para manutenção prevê quantidades de capacidade de geração que devem ser disponibilizadas para cobrir, por exemplo, os seguintes tipos de situações:

— Desligamento da unidade geradora para fins de manutenção periódica nos geradores, nas turbinas, nas caldeiras e em todos os sistemas de proteção e controle e nos sistemas auxiliares mais diversos. Essas

manutenções têm por objetivo evitar que ocorram defeitos durante a operação, além de preservar a vida útil da unidade geradora.

- Desligamento das unidades geradoras nucleares para fim de recarga do combustível.

É, portanto necessário que haja uma capacidade de geração disponível para fazer frente a estas situações.

A reserva para os períodos críticos da hidrologia consiste em instalar uma quantidade de usinas térmicas com a finalidade única de garantir o suprimento da carga quando e se ocorrer um período de muito baixa hidraulicidade idêntico ao que já ocorreu no passado, nos anos de 1949 a 1956. Esse período crítico de fato há muito tempo atrás, e que talvez nunca mais ocorra. Nos período de afluência normal, que são a grande maioria, essas térmicas não precisam gerar.

Todos os fenômenos para os quais se prevê uma quantidade de reserva são de fato fenômenos randômicos [32]. Com a evolução da tecnologia de estudos de sistemas de potência, a forma de calculo das quantidades de reserva antes mencionadas, vem deixando de ser determinística e passando a ser probabilística.

2.6. MODELAGEM DE SISTEMA HIDROTÉRMICOS

Em [28] Marcato, A.L.M, e [33] Francisco,R. iniciam suas teses com uma revisão bibliográfica do estado atual da tecnologia onde fazem resumos didáticos sobre as etapas para estudos energéticos no SIN. Um trecho é transcrito a seguir:

“A modelagem é em geral dividida em diversas etapas (subproblemas), onde em cada uma delas é adotado um horizonte de planejamento diferente, e, também, uma representação da estocasticidade das afluências e das não linearidades do problema com diferentes graus de detalhamento”

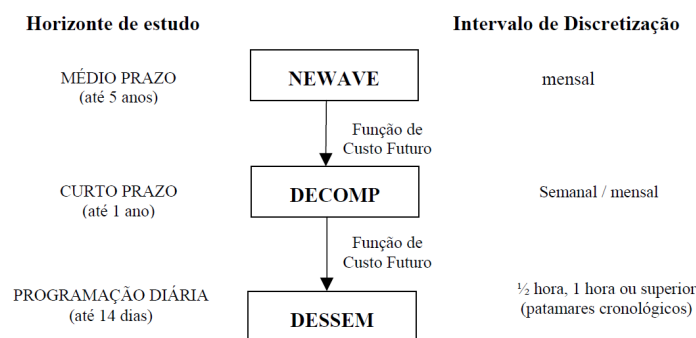


Figura 2.6-1 - Cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL [28]

Os programas de aplicação desenvolvidos pelo Cepel formam uma cadeia de modelos para simulação de sistemas hidrotérmicos conforme mostrado na Figura 2.6-1 Os manuais desses programas explicam as suas funções conforme é transcrito a seguir.

O modelo NEWAVE [34] define a alocação ótima de recursos hidrotérmicos de forma a minimizar o custo total da operação. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas

termoelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia. A estratégia de operação deve ser calculada para todas as possibilidades de combinações de níveis dos reservatórios e tendências hidrológicas.

O modelo DECOMP [35] é utilizado com o objetivo de determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito a afluições estocásticas de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Este custo de operação é composto de gastos com combustíveis nas unidades térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda (déficits no atendimento). A incerteza acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema é representada através de cenários hidrológicos.

O modelo DESSEM [36] determina o despacho ótimo para a programação diária de sistemas hidrotérmicos interligados. Esse despacho minimiza o custo total de operação, composto das parcelas de custo presente, ao longo do período de estudo (geração térmica, contratos com sistemas externos e déficit de energia) e custo futuro (expectativa de geração térmica e déficit de energia no futuro). O custo futuro é fornecido pelo modelo DECOMP e acoplada ao final do horizonte de estudo.

Em [37] Pereira descreve o algoritmo de programação dinâmica estocástica utilizada na simulação de sistemas hidrotérmicos. Em [38] Zambeli descreve o uso de curvas guia de reservatórios para planejamento da operação energética de reservatórios.

Em [39] Souza, discute o detalhamento da representação do SIN em quatro regiões separadas e discute a diversidade hidrológica existente. Resume ele o conteúdo de seu trabalho:

Atualmente, o SIN é modelado por 4 subsistemas e 1 nó representativo do ponto de interligação Norte/Nordeste com o Sudeste/Centro-Oeste. No entanto, a diversidade hidrológica existente entre as bacias hidrográficas que compõem cada subsistema torna relevante a investigação da representação das mesmas separadamente. O objetivo deste estudo é investigar o impacto de uma representação mais detalhada do sistema, especialmente quanto à diversidade hidrológica e representação dos troncos de transmissão, observando indicadores tipicamente empregados em estudos do setor.

2.7. O VENTO E A METEOROLOGIA

Para tratar o assunto relativo aos ventos e as leis físicas que os regem, o site do CPTEC (Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos) [22] é a melhor fonte de conhecimentos. O site é riquíssimo em informações. Há todo um conjunto de informações relativas ao acompanhamento das condições meteorológicas e climáticas do Brasil usando as mais modernas tecnologias de imagens de satélite e de processamento de dados através de super computadores. Em sua biblioteca para “download” o site também oferece inúmeros treinamentos para os usuários dos serviços de meteorologia que o CPTEC disponibiliza. Em especial se pode apontar o curso de meteorologia básica do Professor Dr. Gilvan Sampaio que introduz os princípios básicos de movimentação das massas de ar a grandes altitudes e sob a superfície da Terra.

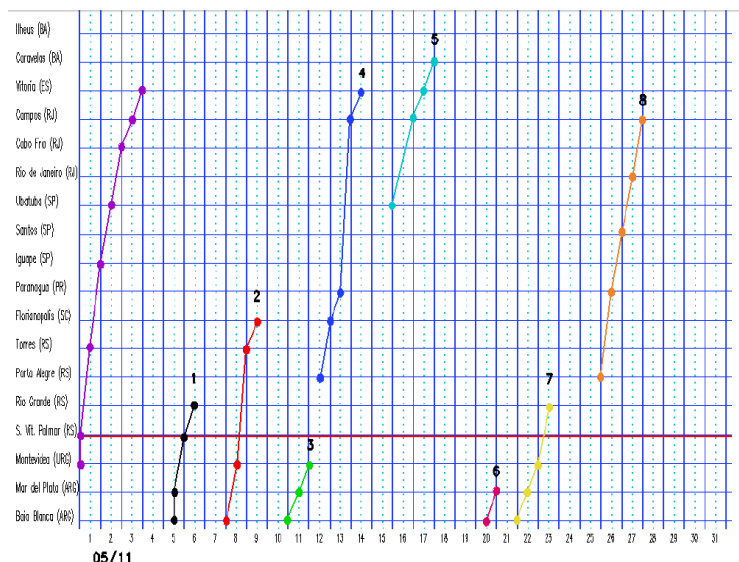


Figura 2.7-1 – CPTEC [22]: acompanhamento das frentes frias em maio de 2011

Em particular o CPTEC emite uma Síntese Sinótica Mensal, que faz um acompanhamento dos principais sistemas meteorológicos que atuaram na América do Sul ao norte do paralelo 38°S. (Baía Blanca, Argentina) A Figura 2.7-1 contém um exemplo desse acompanhamento onde se pode ter uma idéia do número de frentes frias que entram no Brasil (no exemplo são oito) e da sua velocidade de movimento (entre um e três dias).

2.8. TECNOLOGIA DE GERAÇÃO EÓLICA

A publicação “Wind Energy The Facts” da EWEA [40] é composta de 5 volumes e faz uma extensa avaliação de toda a área de tecnologia associada à geração eólica na Europa.

O volume 1 “Technology” da publicação se propõe a dar uma visão geral de toda a tecnologia associada à geração eólica. São abordados os seguintes assuntos:

- Tecnologias de turbinas eólicas
- Estimativas de potencial de geração de energia eólica
- Projetos de fazendas eólicas
- Conexão das fazendas eólicas às redes de transmissão e distribuição

A integração da eólica com a rede de transmissão é um assunto largamente considerado [41] [42] [43]. Outras referências detalham a tecnologia de geração eólica e sua relação com a área de eletrônica de potência [44]. A participação de linhas de corrente contínua é sempre abordada [45]

As regras para conexão de eólicas com a rede de transmissão são bastante detalhadas. Um exemplo de norma de conexão com o sistema de transmissão [46] pode ser obtido para o caso da empresa E-ON (Alemanha).

A influência das falhas (curto circuitos) do sistema de transmissão sobre o comportamento da geração eólica durante faltas na transmissão é um ponto de atenção bastante abordado [47].

2.9. CUSTOS DA GERAÇÃO EÓLICA

O volume 2 “Costs & Prices” da publicação [40] “Wind Energy The Facts” se propõe a dar uma visão geral dos aspectos financeiros associados à geração eólica. São abordados os seguintes assuntos:

- A estrutura dos custos de investimento
- Custos de operação e manutenção de plantas eólicas
- O custo da geração de energia eólica e das gerações convencionais

O volume 4 “Environment” aborda os efeitos sobre o meio ambiente através de uma quantificação econômica dos custos das alternativas de geração em termos dos custos diretos (ou custos internos) acrescidos dos custos causados pelos impactos externos ou externalidades. É uma visão válida para o sistema europeu, que é caracterizado pela existência de muitas usinas térmicas, inclusive à carvão.

Nas externalidades os custos são classificados de externos porque são pagos por outra fonte de recursos que não as empresas de energia elétrica e os consumidores através das tarifas de energia elétrica. Exemplos de impactos externos de natureza ambiental são aqueles que atingem a saúde humana causados por gases poluentes, por barulho, estresse e etc., cujos custos são pagos, por exemplo, pelos seguros de saúde e pelos fundos de previdência e de pensão. Exemplos de impactos externos de natureza não ambiental são os subsídios dados a determinados setores da economia, cujos custos vão ser pagos através de impostos sobre a renda dos cidadãos e sobre a produção e comercialização dos bens.

Usando a definição de externalidades o documento demonstra que embora o custo direto da geração eólica seja maior do que o das outras fontes, quando somados aos custos das externalidades, a geração eólica se torna uma das opções mais baratas. Os valores típicos informados são apresentados na Tabela 2.9-1 a seguir:

Tabela 2.9-1 Exemplo do custo social de energia na União Européia em c€/kWh

Fonte de energia	Custo Interno	Custo Externo	Custo Social
Eólica	6,0	0,8	6,8
Convencional (térmica)	4,0	6,0	10,0

O volume 5 “Market Development” se propõe a dar uma visão geral dos aspectos do mercado para geração eólica. Os mecanismos de pagamento da energia produzida são resumidos e discutidos. O modelo de maior aceitação é denominado “Feed-in Tariff (FIT)” Consiste em estabelecer uma tarifa fixa de energia produzida pelas eólicas, baseada na compensação do custo de investimento e do custo de operação. Para o investidor, a possibilidade de que esta tarifa seja revogada é um risco significativo, que foi mitigado fixando um prazo de validade mínimo que varia de 14 até 20 anos.

2.10. PROJETO FÍSICO DE FAZENDAS EÓLICAS

A publicação [48] “Kit de Ferramentas para o Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica” objetiva trazer informações sobre um amplo número de tópicos relacionados ao desenvolvimento de energia eólica em larga escala às principais partes interessadas e tomadores de decisão nos mercados de países em

desenvolvimento. Os assuntos abordados resumem experiências e resultados dos Estados Unidos e incluem:

- Opções de regulamentação e política
- Terreno: Opções de aquisição e contratos de arrendamento
- Suprimento para projetos de energia eólica
- Problemas contratuais relativos à compra e venda de energia eólica
- Problemas relativos à rede elétrica
- Aspectos econômicos e financeiros da energia eólica
- Impacto no desenvolvimento econômico

No anexo A o documento da uma orientação para estimativa de requisitos de área de terreno para fazendas eólicas, transcrita como:

“O espaçamento típico para ventos unidirecionais ou um local com ventos em duas direções opostas predominantes (180°) é de três diâmetros do rotor entre turbinas em uma mesma linha e de 10 diâmetros entre linhas.

“O espaçamento típico para regimes de ventos unidirecionais ou regimes de ventos com duas direções predominantes de 90° é de cinco a seis diâmetros entre as turbinas e sete a oito diâmetros entre as linhas.”

“O fabricante da turbina poderá exigir ou permitir um espaçamento mais estreito dependendo das características da turbina e das características de vento do local.”

2.11. MEIO AMBIENTE E AS EÓLICAS

Em [25] o Instituto do Ambiente (Portugal) fornece um guia de orientação para avaliação ambiental que lista de forma compreensiva os principais cuidados que devem ser tomados ao construir e operar fazendas eólicas, classificados, por tipo de impacto:

- Paisagem
- Ecologia
- Ruído
- Solos
- Recursos hídricos
- Qualidade do ar
- Socioeconômica
- Patrimônio

Os impactos estão separados por fase em que se encontra a fazenda eólica: construção, operação e desativação. O documento contém uma lista de medidas mitigadoras dos impactos ambientais. O ponto que suscita mais preocupações são os impactos sobre os morcegos e as aves em geral. Diz o documento que:

“Até ao momento, pode-se concluir a partir dos resultados obtidos em diversos estudos desenvolvidos na Europa, que o risco de mortalidade de aves devido a colisões com aero geradores é reduzido, estando freqüentemente associado a condições de fraca visibilidade (nevoeiros, nuvens baixas) e corredores migratórios. O risco existente não tem criado preocupações no que diz respeito à dimensão de populações, uma vez que a maioria das colisões registradas corresponde a espécies comuns. As aves de rapina e os

passeriformes são referências habituais entre os grupos de aves mortas por colisão com os aero geradores.”

2.12. INSERÇÃO DE EÓLICAS EM SISTEMAS EMINENTEMENTE TÉRMICOS

Ao contrário dos sistemas hidráulicos, os sistemas térmicos são determinísticos e não têm a característica de uma variabilidade térmica para ser considerada. As tecnologias de tratamento da inserção de eólicas em sistemas térmicos [49] [50] partem do conceito crédito de capacidade, definido como sendo a quantidade adicional de carga que pode ser suprida com a adição de uma determinada capacidade de geração (térmica), mantendo um nível de confiabilidade desejado.

Os geradores são modelados probabilisticamente através de suas taxas de saídas forçadas que são usadas para produzir uma tabela de probabilidade de perda de capacidade de geração. A carga é modelada probabilisticamente em termos da probabilidade da ocorrência de carga. No entanto a ocorrência de disponibilidade de geração eólica é suposta como sendo correlacionada com a ocorrência de carga.

O principal mérito destas tecnologias é o tratamento probabilístico [32].

2.13. INSERÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

O Plano energético oficial com horizonte de 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) dá ênfase à geração térmica gás natural, carvão e nuclear como alternativa de complementação da geração hídrica.

No estudo elaborado por Ricosti [51], em contraponto à proposta oficial, a geração eólica é analisada como opção de complementação da geração hidráulica, ao invés de energia térmica. A substituição do parque térmico pela eólica é simulada mediante a análise comparativa dos custos de capital, combustível operação e manutenção, considerando a curva de aprendizado potencial. Os resultados indicam que a geração eólica pode se tornar competitiva com a atração adicional proveniente da redução da emissão de gases de efeito estufa. Em outro trecho do trabalho é exibida a interessante comparação entre a afluência energética hidráulica e a equivalente energia afluenta eólica para o período crítico, na região Nordeste, elaborado pela autora e reproduzido abaixo.

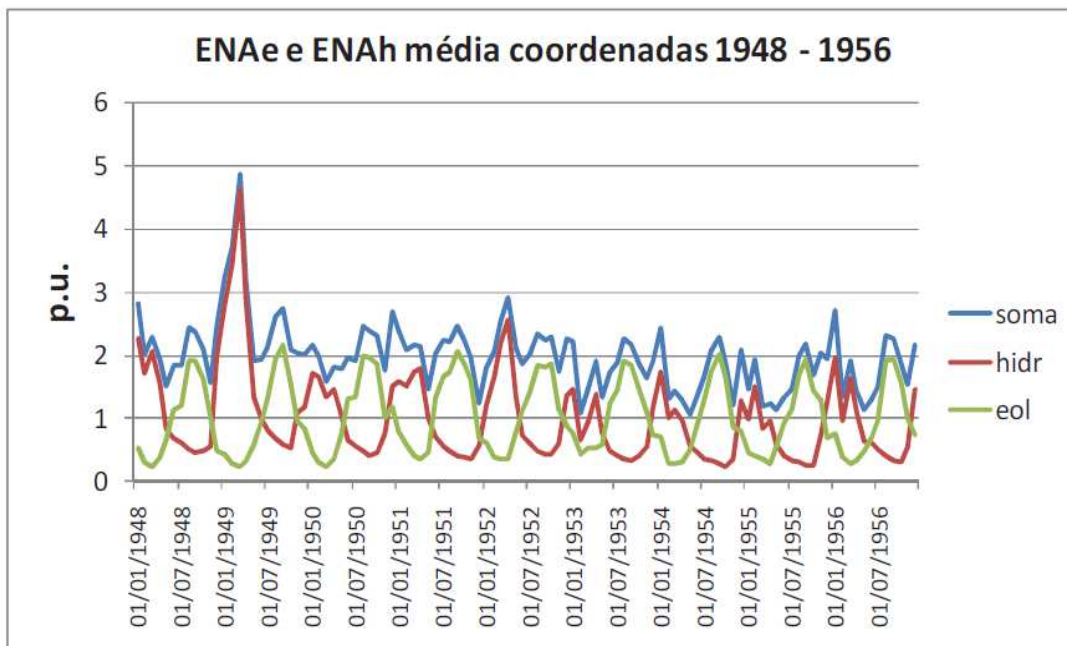


Figura 2.13-1 – Complementaridade eólica e hídrica no Nordeste [51]

A inserção de eólicas em larga escala no SIN tem que ser observada sob dois aspectos que mais freqüentemente são rotulados de sazonalidade e de variabilidade. A sazonalidade trata das diferentes disponibilidades de energia eólica em valores médios mensais ao longo do ano e também compara a eólica com a disponibilidade de energia hidráulica chegando à conclusão de ambas são complementares. Quando a energia hidráulica é abundante, a eólica é escassa e quando a hidráulica se torna escassa a eólica se torna abundante.

A variabilidade também trata da disponibilidade de eólica, mas em intervalos de tempo muito menores que um mês. Em relação à variabilidade os intervalos de tempo que são tratados neste trabalho são as médias diárias e os valores na ponta dia a dia. A variabilidade também trata dos intervalos de minutos, [52], mas que não está sendo abordado neste trabalho.

Analisando visualmente o comportamento da intensidade anual da afluência hidráulica (curva vermelha - ENAh) e da disponibilidade anual eólica (curva verde ENAE) na Figura 2.13-1 apresentada por Ricosti [51] pode-se notar que não há uma associação entre a ocorrência de anos com afluências baixas e anos com disponibilidade eólica alta. Ao longo de todo o gráfico de ano para ano, a ENAE apresenta um comportamento mais ou menos constante. A ENAh, ao contrário apresenta por exemplo, um valor alto no ano de 1949 e um valor baixo no ano de 1953. Esse comportamento leva a inferir que, surpreendentemente não há correlação entre a ocorrência de ventos altos e afluências baixas (e ao contrário).

A inserção de eólicas também tem que ser tratada sob o aspecto da randomicidade do vento. Assim se antes a afluência hidráulica foi discutida com base em sua natureza randômica, agora, acrescentando o vento, que também deverá ter a sua natureza randômica comprovada, se pode expandir a conclusão sobre riscos dizendo que:

- Saber lidar com sistemas hidro eólicos e térmicos é saber lidar com os riscos hidrológicos e com os riscos eólicos. O risco está associado à afluência hidráulica que ocorrerá num futuro mais remoto e à disponibilidade de eólica que ocorrerá num futuro mais imediato.
- Saber lidar com sistemas hidro eólicos e térmicos é saber lidar com a incerteza do futuro remoto e do futuro próximo.

Associado ao processo de inserção eólica no sistema brasileiro existe todo o aspecto regulatório. O processo de inserção se inicia com leilões de energia para entrega três anos à frente. O proponente que ofertar a energia pelo menor preço vence o leilão [53].

Capítulo 3

O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Neste capítulo o Sistema Hidrotérmico Interligado Brasileiro (SIN) é descrito de modo resumido de acordo com as suas características [11] e [15], existentes em 01 de agosto de 2007 até 31 de julho de 2008. Trata-se do sistema cujos dados vão ser usados ao longo de todo este trabalho.

3.1. ASPECTOS DE GERAÇÃO DO SIN

Na Tabela 3.1-1 estão apresentadas as capacidades instaladas de geração para o SIN, despachadas centralizadamente pelo ONS. Os valores são os cadastrados para o início do período estudado (01/08/2007)

Tabela 3.1-1 Capacidades instaladas de geração do SIN usadas no estudo

Tipo de Fonte de Energia	GW	Participação (%)
Usinas Hidráulicas	75,68	82,5%
Fazendas Eólicas	0,20	0,2%
Térmicas (Nuclear, Gás, Óleo, Biomassa)	15,89	17,3%
Total	91,77	100,0%

A carga média diária do SIN é da ordem de 53 GW médios. Na realidade esta carga apresenta variações ao longo de todo o ano, refletindo as variações de consumo durante os dias típicos da semana e as variações sazonais associadas ao inverno e verão.

Durante os períodos de afluências hidráulicas normais a capacidade térmica é despachada no seu mínimo. A geração térmica é usada em sua capacidade máxima somente nos anos muito secos e infreqüentes denominados de “período crítico” Num ano típico por volta de 8% da carga é suprida por geração térmica. A maior parte desta geração é causada pelas restrições de geração mínima nas usinas nucleares a carvão e a gás.

A capacidade total de armazenamento de energia no reservatório hidráulico equivalente é de 269,02 GW mês. A maior parte desta capacidade se concentra na região sudeste como será mostrado no capítulo referente à simulação por região.

Será mostrado no capítulo referente às simulações que no período estudado, 2007/2008 a energia afluenta ocorrida em todo o SIN, com média anual em torno de 90% da média a longo termo (MLT), [15]. Este valor pode ser considerado levemente baixo.

As duas principais fazendas eólicas existentes no Brasil eram:

- “Rio do Fogo”, com aproximadamente 50 MW instalados, localizada na costa da região Nordeste do Brasil.

- Um complexo de três fazendas eólicas, denominado de “Osório”, com 150 MW, localizado na costa da região Sul do Brasil.

3.2. ASPECTOS DE TRANSMISSÃO DO SIN

O sistema de transmissão atual é adequado para o nível atual de carga do SIN. A introdução de grandes capacidades de geração eólica faz com que a transmissão tenha que ser expandida [54] [55] para se tornar capaz de lidar com dois cenários básicos:

- Um cenário de “altos ventos e baixa hidraulicidade”

Este cenário acarreta que uma porção significativa da capacidade das linhas de transmissão que conectam as usinas hidráulicas localizadas longe dos grandes centros de carga, estará descarregada. Isto exigirá um suporte adequado de fontes de reativos para controle da tensão destas linhas, instaladas em locais mais afastados dos centros de carga e mais próximos das usinas distantes.

- Um cenário de “baixos ventos e alta hidraulicidade”

Este cenário acarreta que uma porção significativa da transmissão que conecta as usinas hidráulicas localizadas longe dos grandes centros de carga, estará operando em seu carregamento máximo. Isto exigirá um suporte adequado de reativos para controle da tensão destas linhas instalados em locais mais próximos dos centros de carga e mais afastados das usinas distantes.

O sistema de transmissão do SIN, na Figura 3.2-1 está dividido em quatro regiões interligadas. Há interligações internacionais com os países vizinhos: Argentina, Uruguai e Paraguai (Usina Hidroelétrica de Itaipu).

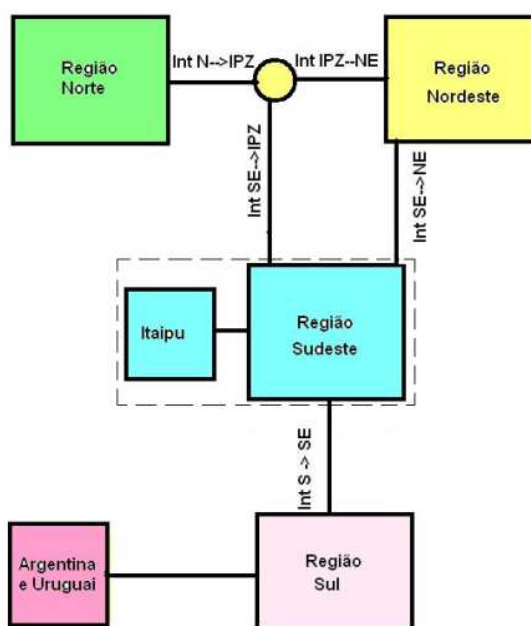


Figura 3.2-1 - Esquema do sistema de transmissão

Em maio de 2008 o Plano Anual de Operação Energética – PEN 2008 [11] considerava os seguintes limites (Tabela 3.2-1) para os intercâmbios dentre as regiões:

Tabela 3.2-1 Limites de intercâmbio para o modelo Newave em maio de 2008

De	Para	MW med
SE/CO	Sul	5.721
Sul	SE/CO	5.288
SE/CO	Imperatriz (IPZ)	2.771
Imperatriz (IPZ)	SE/CO	2.923
Nordeste	Imperatriz (IPZ)	1.829
Imperatriz (IPZ)	Nordeste	3.125
Norte	Imperatriz (IPZ)	4.006
Imperatriz	Norte	2.504
SE/CO	Nordeste	761
Nordeste	SE/CO	200

3.3. ASPECTOS DE OPERAÇÃO E CONTROLE DO SIN

A tecnologia atual de previsão de disponibilidade de ventos para geração eólica é suficiente boa para produzir resultados precisos para um horizonte de quatro horas à frente [7] [56]. Os procedimentos de programação diária da operação do sistema brasileiro [15] estão adequados para a velocidade de mudanças que ocorre nas usinas hidráulicas. Esses procedimentos terão que ser agilizados para poder fazer frente às reprogramações freqüentes que se tornarão necessárias devido a mudanças na previsão de disponibilidade de eólica, por exemplo, de quatro em quatro horas.

Será necessário especificar facilidades de transmissão [57] e de controle [58] [59] para permitir no tempo real uma transição suave da geração hidráulica e térmica para a geração eólica, e vice versa, de modo que a variabilidade [60] eólica seja transparente para os consumidores.

Capítulo 4

VARIABILIDADE

4.1. VARIABILIDADE DA DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA

A variabilidade da disponibilidade de geração eólica é ilustrada nos gráficos que se seguem. Cada gráfico contém, para cada dia, o valor da geração eólica realizada na hora da ponta e o valor da geração eólica média diária, para um período de um ano que se inicia em agosto. Os gráficos para a região nordeste foram produzidos com dados da usina de Rio do Fogo, Figura 4.1-1, Figura 4.1-2 e Figura 4.1-3. Os gráficos para a região sul foram produzidos com dados da fazenda eólica de Osório, Figura 4.1-4, Figura 4.1-5 e Figura 4.1-6.

Principalmente para a região nordeste, é fácil perceber, Figura 4.1-1, Figura 4.1-2 e Figura 4.1-3, através de uma análise visual, que há um período de altos ventos que aproximadamente vai de agosto até fevereiro, e um período de baixos ventos que vai de março até julho. Em todos os gráficos se observa que, durante alguns dias, a geração na hora de ponta é superior à média diária, mas esses dias são seguidos por outros em que a geração na hora de ponta é inferior ao valor da média diária. Ou seja, as eólicas têm uma forte tendência de não dispor de capacidade de geração justamente na hora da ponta de carga, que é quando o sistema mais precisa de capacidade de geração. Esta característica está presente tanto no período de altos ventos como no de baixos ventos. Principalmente no período de baixos ventos, mas não só nele, também se observa que em vários dias ou a geração média diária ou a geração na hora de ponta, ou ambas, são quase nulas.

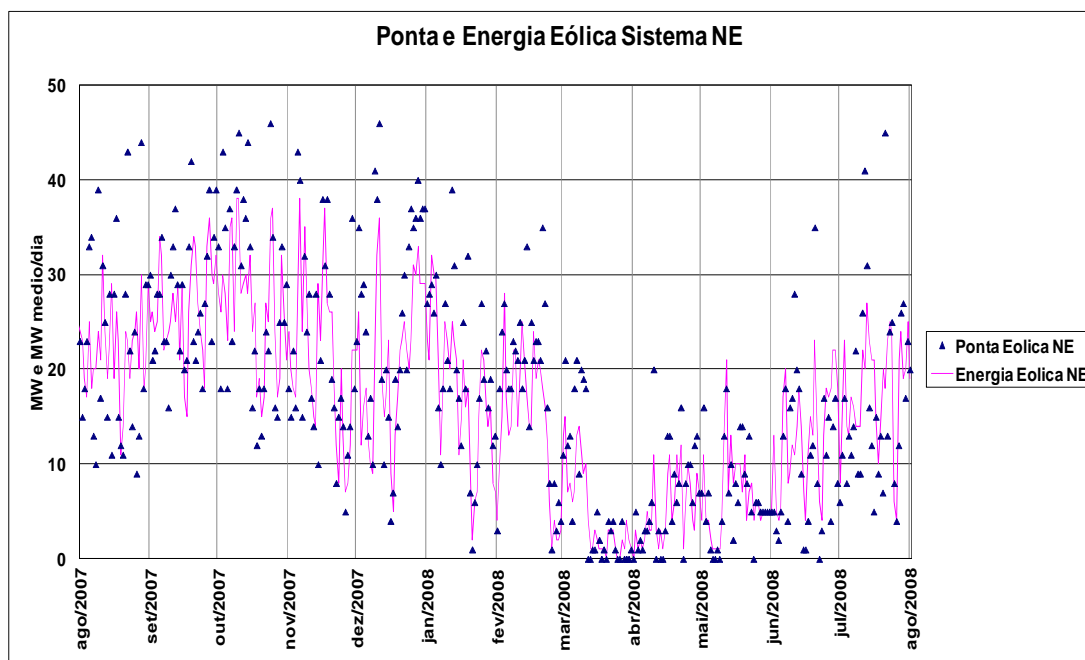


Figura 4.1-1 - Variabilidade eólica no Nordeste em 2007/2008

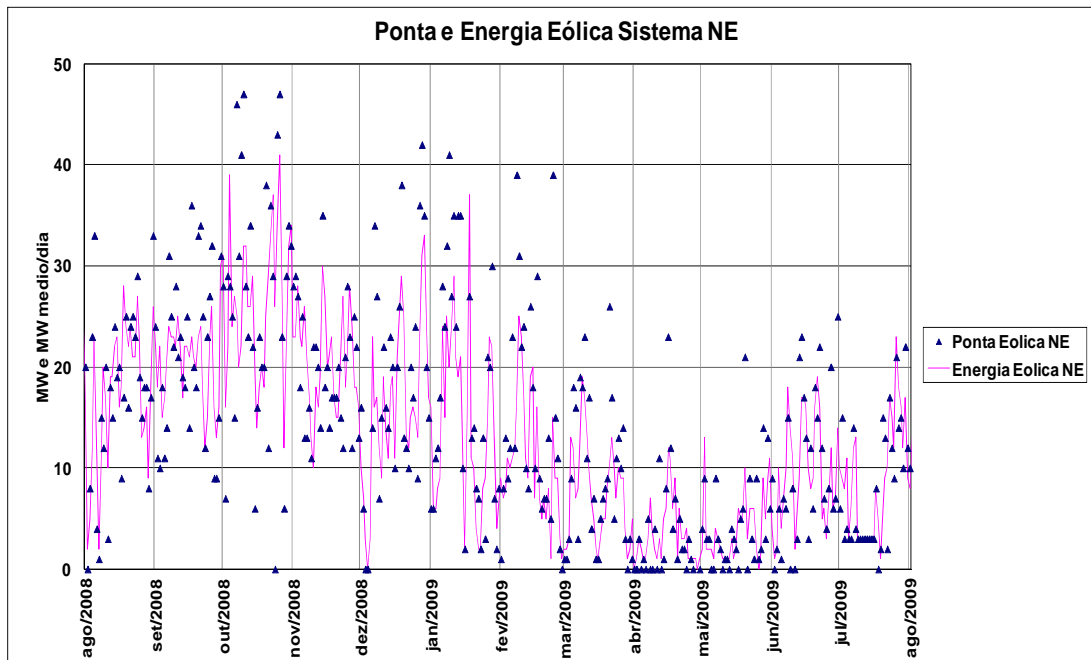


Figura 4.1-2 - Variabilidade eólica no Nordeste em 2008/2009

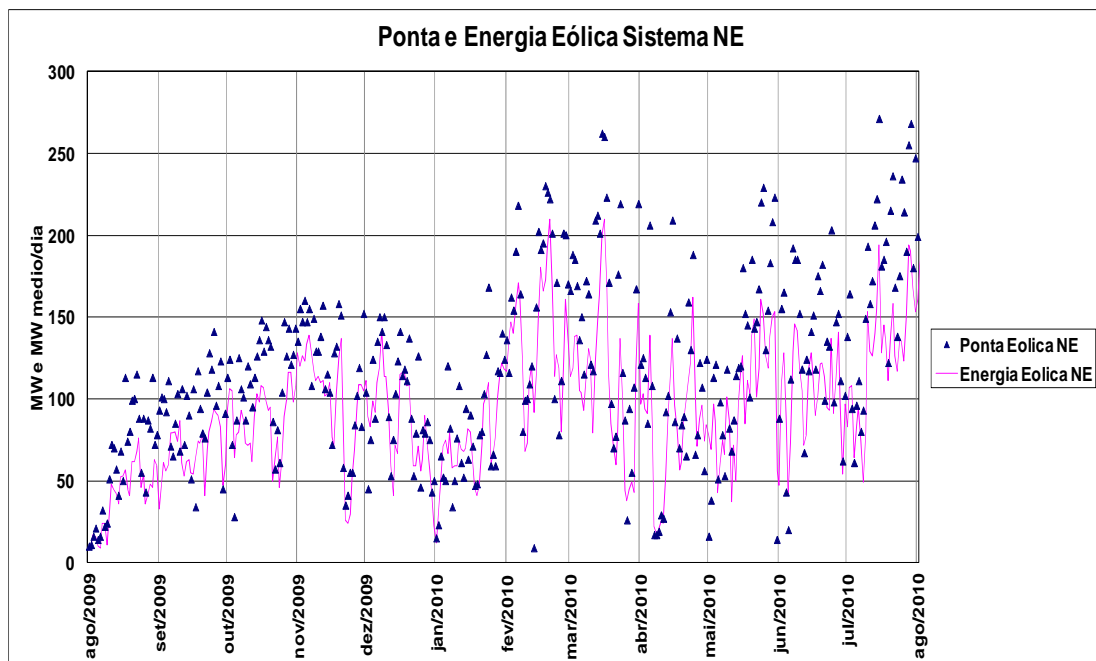


Figura 4.1-3 - Variabilidade eólica no Nordeste em 2009/2010

Na região nordeste se pode perceber o efeito do crescimento do parque de fazendas comparando a forma das curvas do período 2007/2008 (com apenas uma fazenda eólica em operação) com a forma da curva do período 2009/2010 (já com varias fazendas eólicas em operação). A diferença mais marcante é a queda do número de dias com gerações quase nulas, principalmente no mês de março e abril. Esta característica vai ser usada neste trabalho para a geração de séries sintéticas de disponibilidade de geração eólica considerando o efeito da dispersão geográfica das fazendas eólicas.

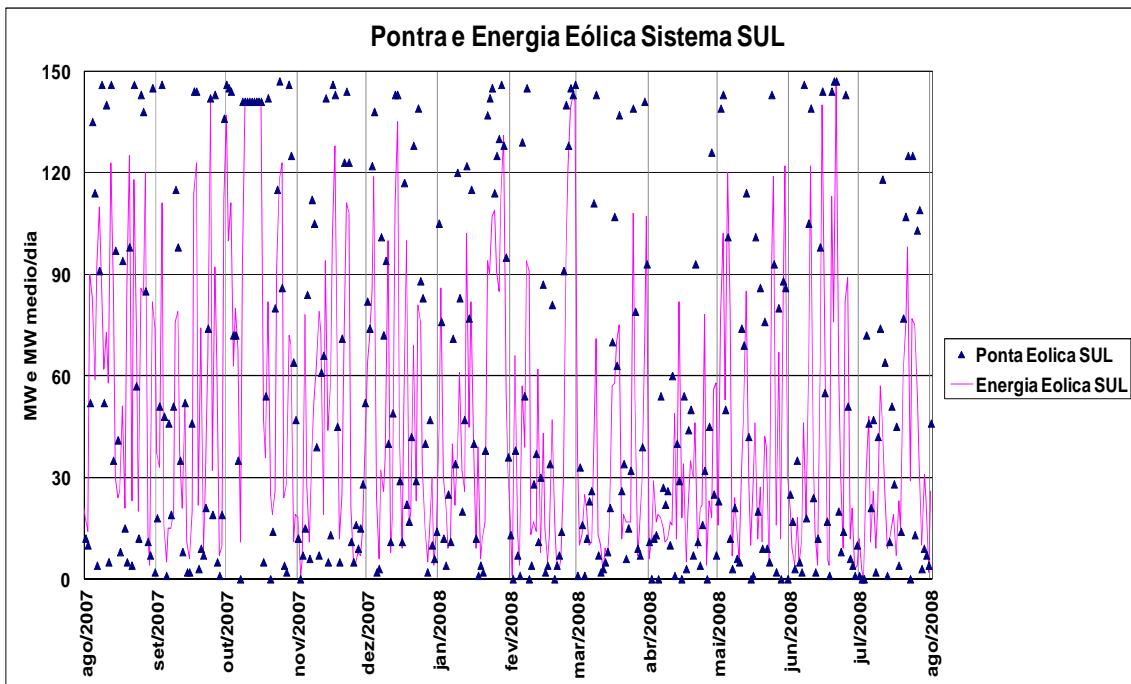


Figura 4.1-4 - Variabilidade eólica no Sul em 2007/2008

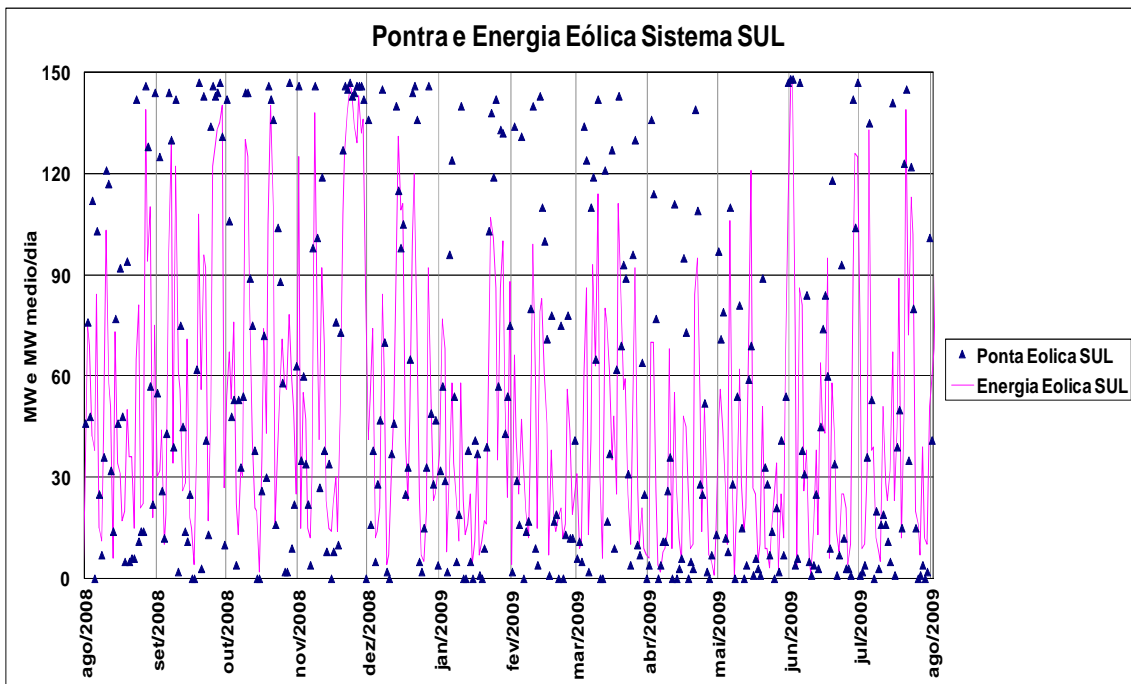


Figura 4.1-5 - Variabilidade eólica no Sul em 2008/2009

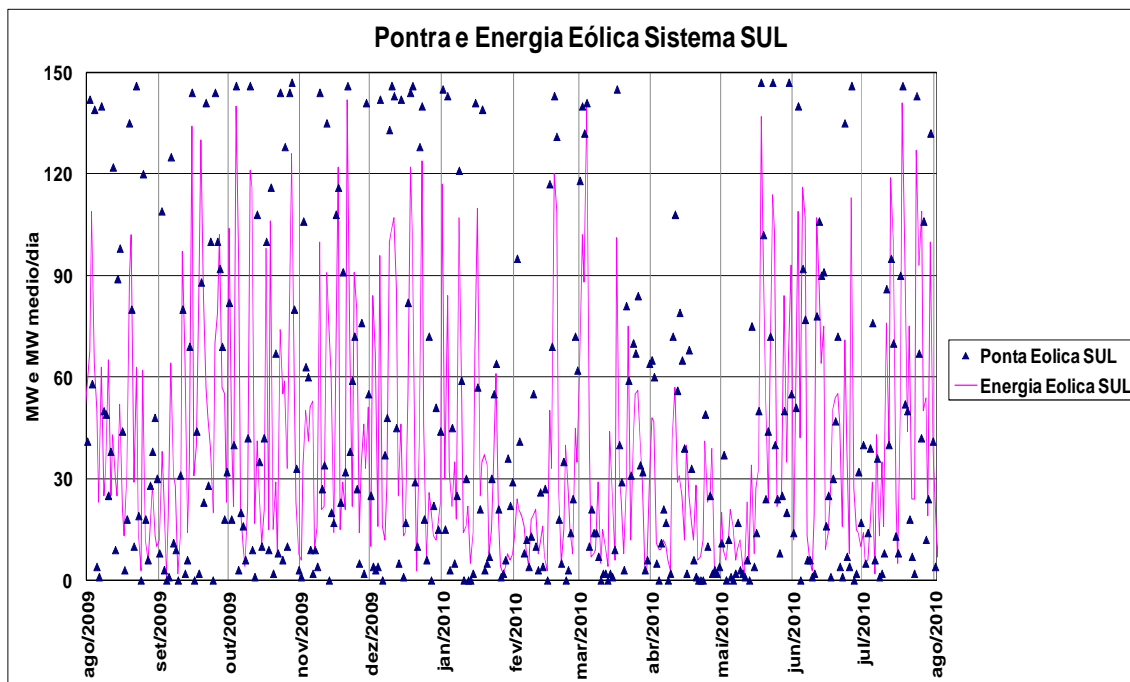


Figura 4.1-6 - Variabilidade eólica no Sul em 2009/2010

Para lidar com esta variabilidade do vento, se propõem assumir que, no limite da variabilidade eólica, os geradores eólicos:

- São capazes de produzir energia (GW mês).
- Mas sua capacidade de produzir potência (GW) quando o consumidor precisa é limitada,
- Embora possa ser compensada por um sistema de energia hidrotérmica.

4.2. VARIABILIDADE DA AFLUÊNCIA DE ENERGIA HIDRÁULICA

Também a afluência de energia hidráulica tem uma variabilidade, principalmente anual que é compensada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios. Nos meses de janeiro a junho a afluência hidráulica é maior do que a carga e então o excesso de energia é armazenado nos reservatórios. Nos meses de julho a dezembro, a afluência não é suficiente para atender à carga e a energia faltante é obtida deplecionando os reservatórios. Nestes meses se gasta a energia que foi armazenada no período de cheia. A Figura 4.2-1, a Figura 4.2-2 e a Figura 4.2-3 ilustram estes fatos.

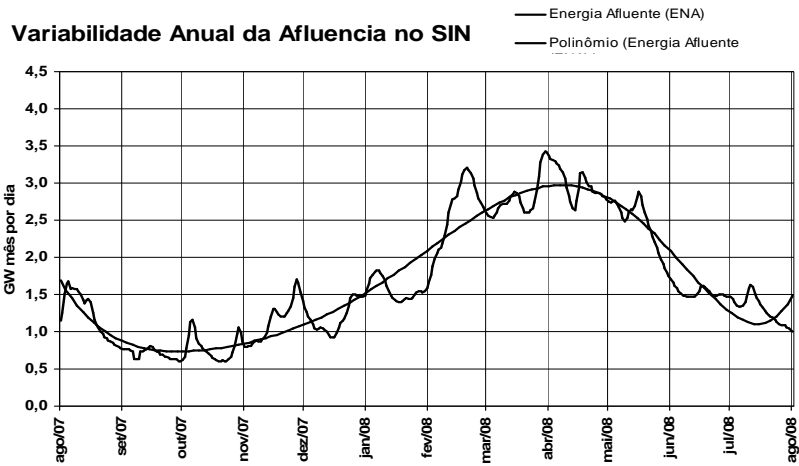


Figura 4.2-1 - Variabilidade anual da afluência hidráulica

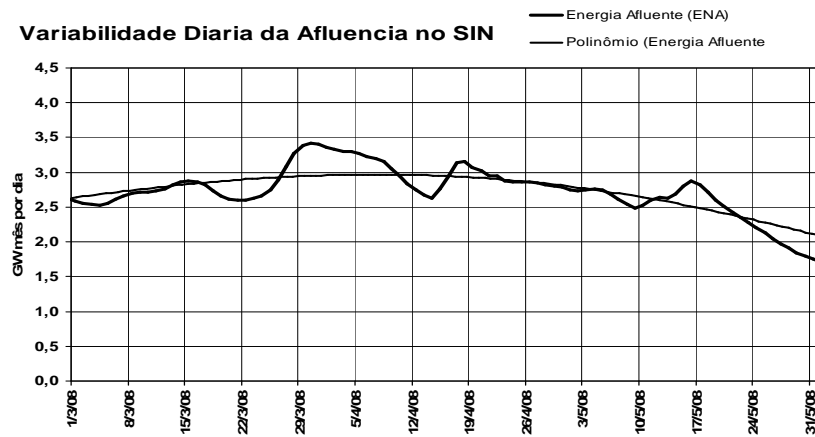


Figura 4.2-2 - Variabilidade diária da afluência hidráulica

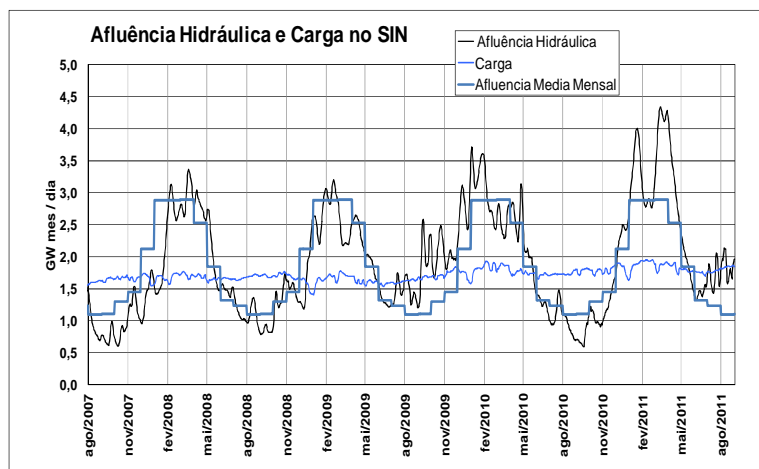


Figura 4.2-3 - Afluência de energia hidráulica total no SIN

4.3. DIVERSIDADE SAZONAL ENTRE ENERGIA EÓLICA E HIDRÁULICA

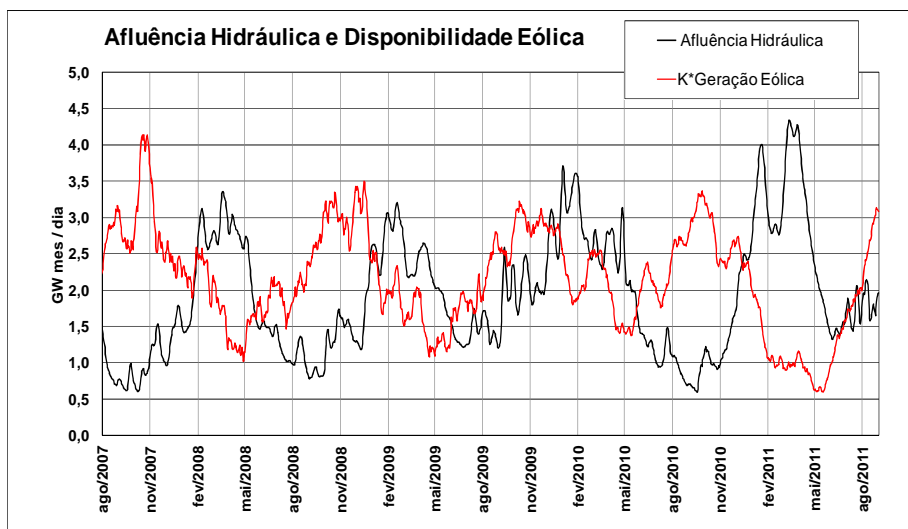


Figura 4.3-1 – Diversidade sazonal eólica X hidráulica

A Figura 4.3-1 foi produzida com dados reais ocorridos na operação do SIN. No período de observação, agosto de 2007 a agosto de 2011, a disponibilidade de geração eólica ainda é muito menor do que a disponibilidade de afluência hidráulica. Isto dificulta a comparação. Para contornar esta dificuldade a curva de geração eólica foi então iterativamente multiplicada por uma constante para que ela se tornasse visualmente comparável com a curva de afluência hidráulica.

O período de máxima disponibilidade de ventos (agosto a dezembro) é complementar ao período de máxima disponibilidade de água (janeiro a julho). Esta diversidade sazonal é a mais interessante para beneficiar a associação de eólica com hidráulica. A consequência esperada desta diversidade é que quando se aumenta a participação das eólicas na matriz de suprimento da carga, se consegue aproveitar melhor a capacidade de armazenamento dos reservatórios.

Uma análise visual ainda muito preliminar dos picos e vales de hidráulica e eólica nos leva a suspeitar que as intensidades dos picos e vales também seriam complementares. Assim, a ocorrência de vales muito baixos de eólica correspondem a picos muito altos de hidráulica e vice versa.

Capítulo 5

SERIES SINTÉTICAS DE DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA

Na ausência de dados históricos de disponibilidade [61] [62] [63] de ventos durante longos anos tal como ocorre com a parte de hidrologia, a solução para se conseguir fazer estudos de implantação de eólicas é a utilização de séries sintéticas de disponibilidade de geração eólica. Elas se propõem a substituir as séries históricas que não estão disponíveis.

Em contraposição às séries históricas, as séries sintéticas não se compõem de dados efetivamente ocorridos. Elas se compõem de dados gerados artificialmente a partir de um pequeno conjunto de dados históricos que são trabalhados usando conceitos físicos e ferramentas matemáticas.

5.1. AS BASES FÍSICAS E MATEMÁTICAS

A geração de séries de disponibilidade de geração eólica pode ser feita considerando o aspecto físico do comportamento dos ventos tendo como base o campo da ciência denominada de meteorologia [22].

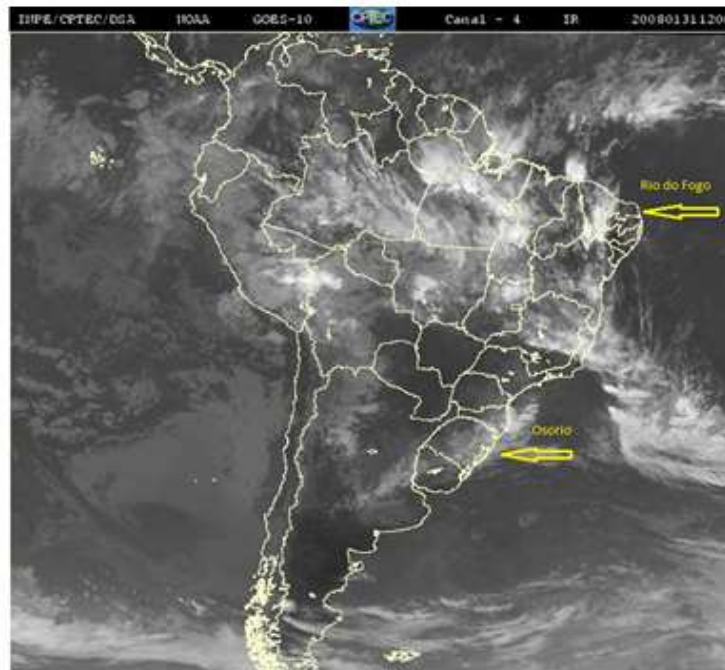


Figura 5.1-1 - Localização das fazendas eólicas – CPTEC [22] satélite GOES

Ensinam os meteorologistas que, a grande altitude, o território Brasileiro sofre a influência de três campos significativamente diferentes de comportamento do fluxo das massas de ar, delimitados pelas zonas de convergência, a saber:

- Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que se localiza nas proximidades do equador, com a direção preponderante no sentido leste oeste.
- Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), que se manifesta nas proximidades do Trópico de Capricórnio, mas com direção preponderante noroeste sudeste.
- Zona de Convergência Polar Sul, que se localiza nas proximidades do Círculo polar Antártico.

As massas de ar se movimentam de forma ondulatória. Isto resulta em dias de altos ventos que vão diminuindo até chegarem os dias de baixos ventos, e que vão novamente aumentando até o retorno dos dias de altos ventos.

A fazenda eólica de Rio do Fogo se localiza (Figura 5.1-1) na região Nordeste onde prepondera a influência da Zona de Convergência Intertropical. A fazenda eólica de Osório se localiza no Estado do Rio Grande do Sul, onde prepondera a influência da Zona de Convergência do Atlântico Sul.

Também ensinam os meteorologistas que, a baixa altitude, o comportamento dos ventos é acrescido da influência das regiões costeiras ou das regiões de vales e montanhas. Nas regiões costeiras, durante o dia o vento (vento alísio) sopra na direção do mar para a terra. Já durante a noite, o vento sopra da terra para o mar. Esta mudança de direção do vento faz com que surja um período em que o vento, que está soprando em uma direção, primeiro pare de soprar, para depois soprar na direção inversa. Um destes períodos ocorre justamente na hora do anoitecer quando também ocorre a hora da ponta da carga. Ou seja, na hora em que o sistema mais precisa de geração, é justamente na hora em que a eólica deixa de ter o efeito do vento de baixa altitude. Nas regiões de vales e montanhas ocorre um efeito semelhante. No caso, ambas as fazendas eólicas em questão se situam em regiões costeiras.

Mais ainda, ensinam os meteorologistas que na Região Sul, o território brasileiro recebe a cada mês de 3 a 10 massas de ar frio vindas do continente antártico. Isto foi mostrado na Figura 2.7-1. Baseando-se nas características de comportamento dos ventos se pode induzir que a variabilidade de fazendas eólicas geograficamente distribuídas é menor do que a variabilidade de fazendas eólica geograficamente concentradas.

5.2. GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

Neste trabalho, foi assumido que o comportamento diário da disponibilidade de geração eólica pode ser representado por apenas dois valores:

- Um valor de eólica média diária, que serve para modelar os efeitos da geração eólica em termos de disponibilidade de energia necessária para atender a energia da carga média diária do sistema.
- Um valor de eólica na hora da ponta, que serve para modelar os efeitos da geração eólica em termos da capacidade instalada dos geradores necessária para atender a maior demanda de potência da carga, que justamente a que ocorre na hora da ponta.

Para obter séries sintéticas que possam representar a disponibilidade de geração eólica em um território tão grande como o Brasil, foram usadas séries

históricas de geração eólica média diária e de geração eólica na hora da ponta das duas fazendas eólicas existentes, para produzir duas séries sintéticas:

- Uma série sintética para representar a geração eólica média diária de todo o Brasil.
- Uma série sintética para representar a geração eólica na hora da ponta de todo o Brasil.

As séries sintéticas, de média diária e de ponta, para a Região Nordeste, foram produzidas a partir dos dados históricos da fazenda eólica de “Rio do Fogo”, repetindo 10 vezes a série histórica, mas cada repetição foi atrasada de um dia em relação à anterior. Para cada dia foi feita a média diária destes 10 valores.

As séries sintéticas, de média diária e de ponta, para a Região Sul, foram produzidas a partir dos dados históricos da fazenda eólica de “Rio do Fogo”, repetindo 10 vezes a série histórica, mas cada repetição foi atrasada de um dia em relação à anterior. Para cada dia foi feita a média diária destes 10 valores.

As séries sintéticas de média diária e de ponta para todo o SIN foram produzidas através da agregação das séries do Nordeste e do Sul, devidamente convertidas para valores em p.u.

O algoritmo usado para a geração da série sintética no caso específico deste estudo tem a particularidade de que durante todo o ano a capacidade instalada é mantida constante, ou seja, não entram em operação nova eólicas. O algoritmo válido para Rio do Fogo e para Osório neste período é descrito abaixo.

$$\begin{aligned}
 10^* \text{GES}(t) &= \text{GER}(t-1) + \text{GER}(t-2) + \text{GER}(t-3) \\
 &\quad + \text{GER}(t-4) + \text{GER}(t) + \text{GER}(t+1) \\
 &\quad + \text{GER}(t+2) + \text{GER}(t+3) + \text{GER}(t+4) \\
 &\quad + \text{GER}(t+5)
 \end{aligned} \tag{5.2-1}$$

$$\text{GESpu}(t) = (\text{GES}(t) / 10) / \text{GEbase} \tag{5.2-2}$$

Onde:

Tabela 5.2-1 Variáveis para séries sintéticas de disponibilidade de energia eólica

GER(t)	=	Geração eólica realizada no dia t
GER(t +/- n)	=	Geração eólica realizada no dia t mais ou menos n dias
GESpu(t)	=	Geração eólica sintetizada no dia (t) em p.u.
GEbase	=	Geração eólica base para conversão para p.u. que neste estudo é igual à capacidade instalada em todo o período de estudo.

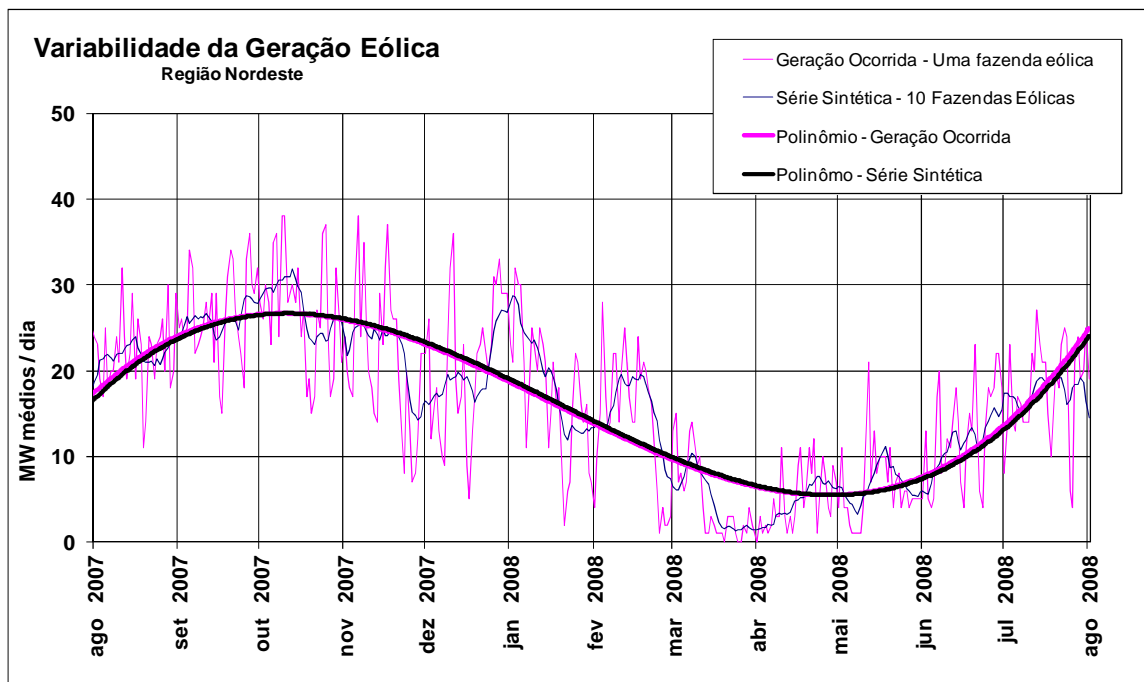


Figura 5.2-1 - Variabilidade da geração eólica média diária no Nordeste

Os resultados para a fazenda eólica de “Rio do Fogo” estão mostrados na Figura 5.2-1. Podem ser observados três tipos de variabilidades:

- Uma variabilidade de período anual, ou sazonalidade, representada pela curva que tem um formato de senoide.
- Uma variabilidade com randomicidade diária, com picos e vales menores, representada pela curva obtida com a série sintética de energia diária.
- Uma variabilidade com randomicidade diária, com picos e vales maiores, representada pela curva obtida com a série histórica de energia diária.

Também pode ser observado que:

- A estação de altos ventos ocorre aproximadamente de agosto a dezembro.
- A estação de baixos ventos ocorre aproximadamente de janeiro a julho

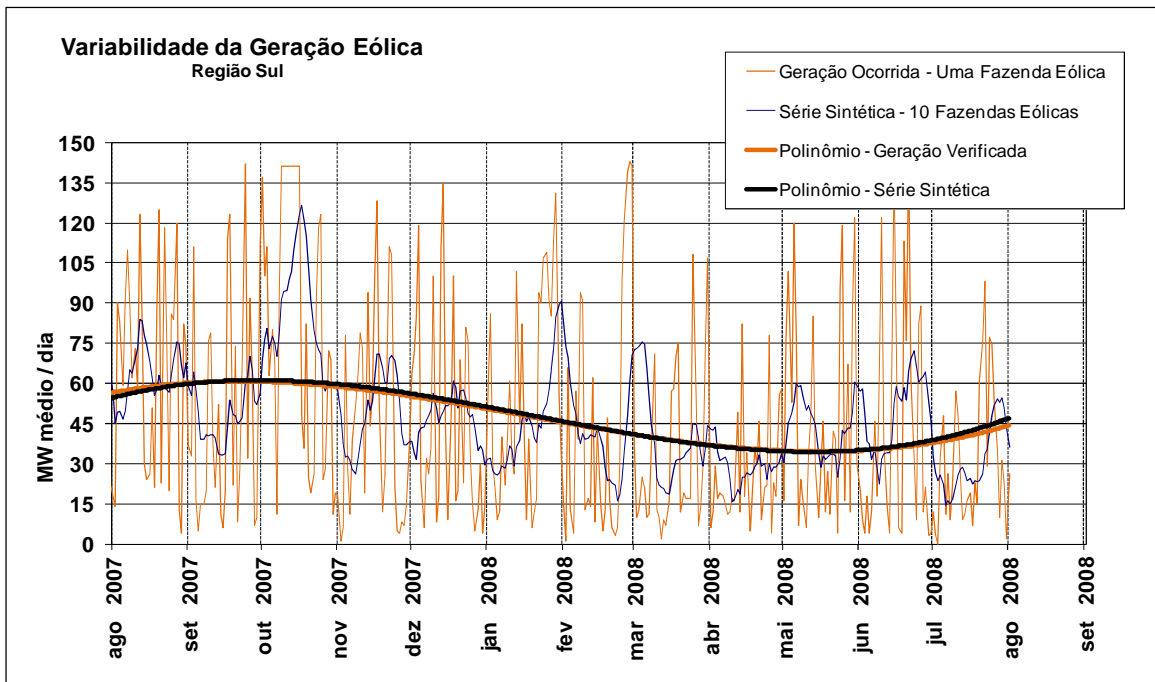


Figura 5.2-2 - Variabilidade da geração eólica média diária no Sul

Os resultados para a fazenda eólica de Osório estão mostrados na Figura 5.2-2. Da mesma forma podem ser observados três tipos de variabilidades:

- Uma variabilidade de período anual, ou sazonalidade, representada pela curva que tem um formato de senoide.
- Uma variabilidade com randomicidade diária, com picos e vales menores, representada pela curva obtida com a série sintética de energia diária.
- Uma variabilidade com randomicidade diária, com picos e vales maiores, representada pela curva obtida com a série histórica de energia diária.

Também pode ser observado que:

- A estação de altos ventos ocorre de agosto a dezembro.
- A estação de baixos ventos ocorre de janeiro a julho

Comparando os dois gráficos se pode observar que:

- O componente randômico na Região Sul é mais acentuado do que na Região Nordeste.
- A diferença entre altos ventos e baixos ventos é mais acentuada na região Nordeste.

A Figura 5.2-3 mostra a soma das gerações eólicas dos sul e do nordeste. Analisando visualmente a curva da série sintética resultante, ela não indica haver uma grande diferença em relação aos comportamentos das variabilidades da região nordeste e da região sul.

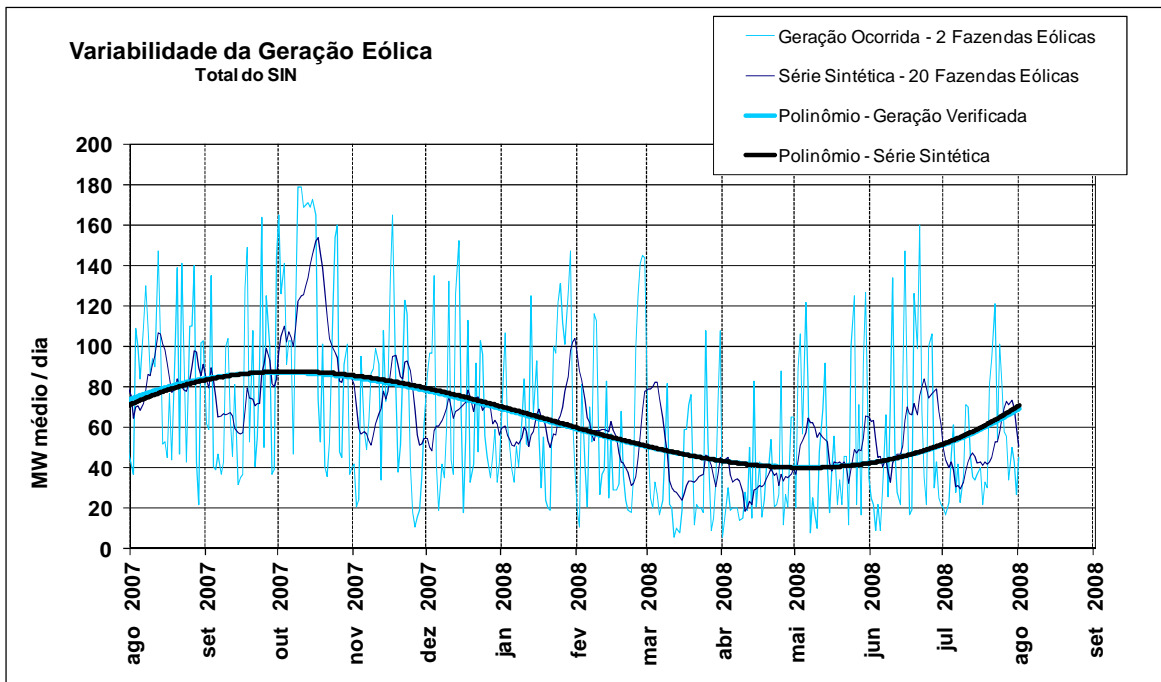


Figura 5.2-3 -- Variabilidade da geração eólica média diária no SIN

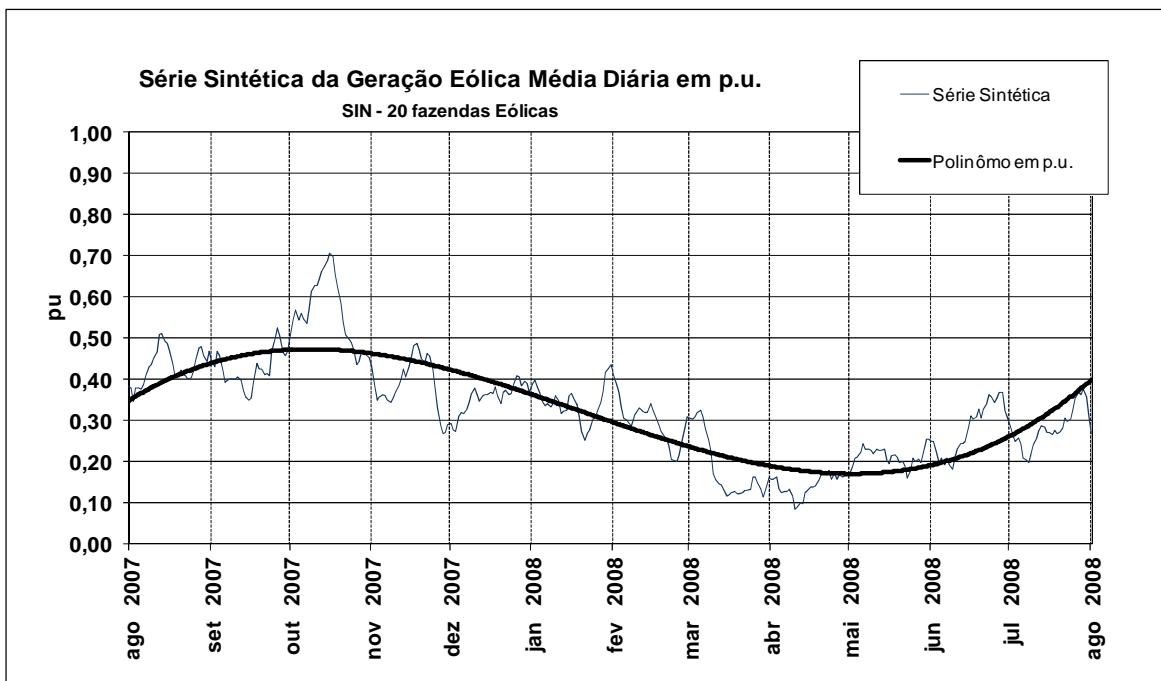


Figura 5.2-4 – p.u. da Variabilidade da geração eólica média diária no SIN

Ambas as series foram convertidas para p.u. e agregadas em uma única série para representar o comportamento de todo o SIN (Figura 5.2-4).

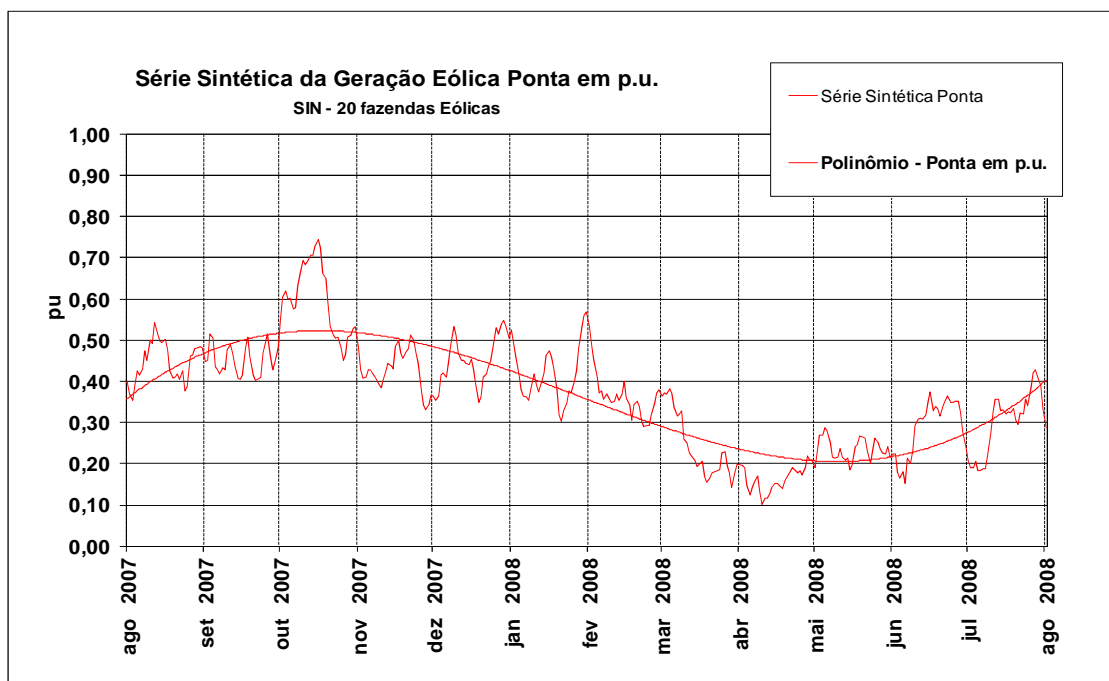


Figura 5.2-5 - p.u. da Variabilidade da geração na hora da ponta no SIN

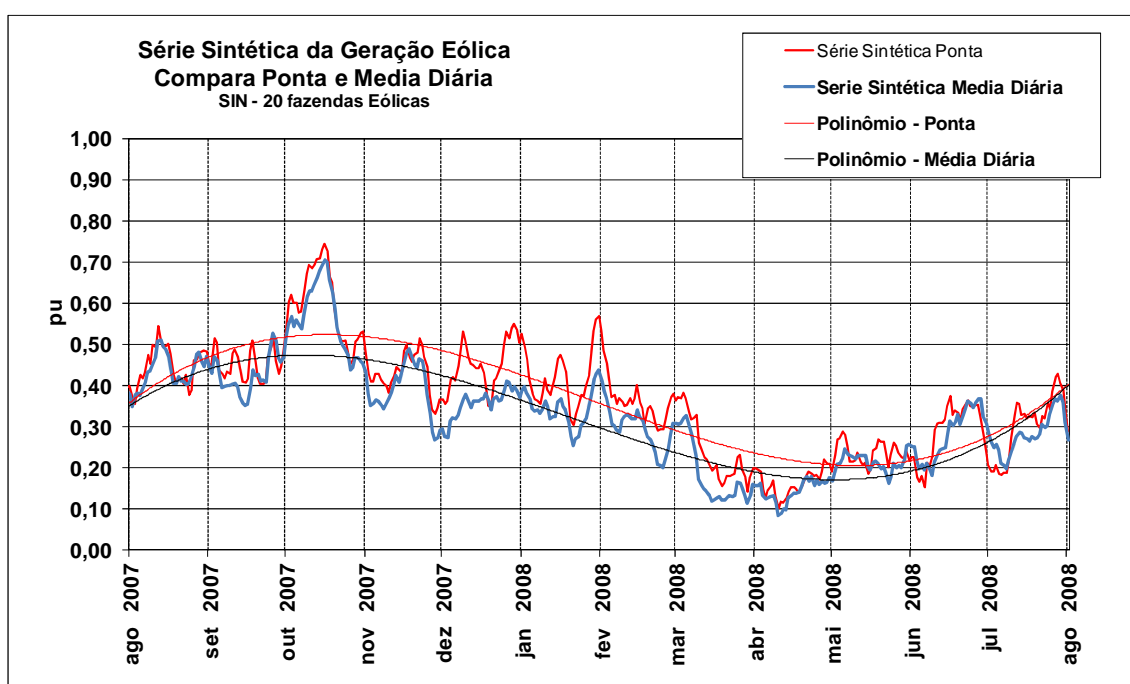


Figura 5.2-6 – Compara as séries sintéticas de média diária e de ponta

Para produzir as séries sintéticas de disponibilidade de ponta eólica foi usada a mesma metodologia, que resultou no gráfico mostrado na Figura 5.2-5 que embora se assemelhe ao gráfico de média diária tem, no entanto diferenças que podem ser importantes. As diferenças entre os gráficos de média diária e de ponta só ficam claras quando as duas curvas são exibidas em um único gráfico como é mostrado na Figura 5.2-6. Podem-se fazer as seguintes observações:

- Na maior parte do tempo a disponibilidade de geração eólica na hora da ponta é maior do que a média diária.
- No entanto há um número significativo de dias em que as duas curvas coincidem, indicando que as disponibilidades de ponta e de média diária são praticamente iguais. Esta coincidência ocorre tanto no período de altos ventos como no período de baixos ventos.
- Nas séries sintéticas raros são os pontos onde a disponibilidade de eólica na ponta é menor do que a média diária. Este fato é consequência do efeito de dispersão geográfica das fazendas eólicas.
- O polinômio representativo da disponibilidade de ponta é quase sempre maior que o polinômio de disponibilidade média diária, refletindo uma situação de disponibilidade que não é verdadeira como foi mostrada antes.

As observações anteriores induzem a conclusão que os estudos de comportamento de sistemas hidro eólicos, em termos de potência média diária e de potência na hora da ponta, não podem ser feitos com correção caso sejam usados polinômios ou valores médios de longo prazo para representar a disponibilidade eólica.

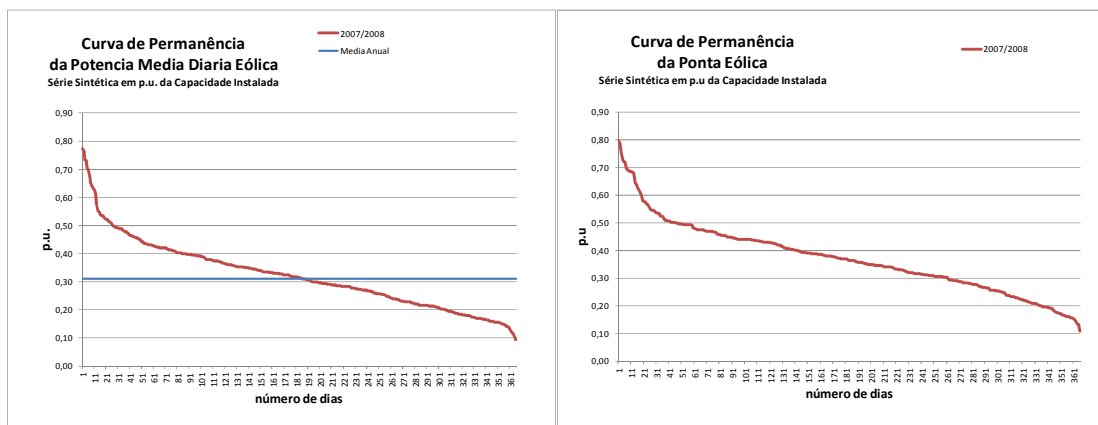


Figura 5.2-7 Curvas de permanência da geração eólica em p.u. no SIN

As curvas de permanência da geração média diária e na ponta,

Figura 5.2-7, também ajudam a entender que a geração eólica cai desde um máximo em torno de 0,8 p.u. até um mínimo em torno de 0,1 p.u. da capacidade instalada. Em nenhum momento a geração eólica fica zerada e também não atinge a capacidade máxima instalada igual a 1,0 p.u. Na maior parte do tempo, cerca de 80%, a geração eólica se situa entre 0,2 e 0,5 p.u.

Capítulo 6

ALGORITMOS DE SIMULAÇÃO

6.1. O BANCO DE DADOS

Para apoiar as simulações foram construídos bancos de dados que contém dados de estado e dados cadastrais do SIN [15]. Os dados de estado são dados históricos da operação do SIN e de cada uma das suas quatro regiões.

Para os dados globais do SIN esse banco de dados se inicia em 1 de dezembro de 1999, quando ainda estava em discussão se ocorreria o racionamento de julho de 2001 a fevereiro de 2002. Para os dados das regiões do SIN ele se inicia em 20 de julho de 2006, quando começam ser fornecidos pelo ONS os dados de geração eólica.

Para os dados de estado a fonte dos dados é o IPDO [64]. Cada registro é composto pelos dados mostrados a seguir.

Tabela 6.1-1 Dados de estado - data

Dia da semana	
Dia / mês /ano	

Tabela 6.1-2 Dados de estado - Região Norte Interligado

Produção Hidráulica Verificada	MW med
Produção Térmica Verificada	MW med
Carga Verificada	MW med
ENA armazenável no dia	MW med
% da ENA Acumulada até o dia	% da MLT
Energia Armazenada no final do dia	MW med

Tabela 6.1-3 Dados de estado - Região Nordeste

Produção Hidráulica Verificada	MW med
Produção Térmica Verificada	MW med
Produção Eólica Verificada	MW med
Carga Verificada	MW med
ENA armazenável no dia	MW med
% da ENA Acumulada até o dia	% da MLT
Energia Armazenada no final do dia	MW med

Tabela 6.1-4 Dados de estado - Região Sudeste + Centro Oeste + Acre
Rondônia

Produção Hidráulica Verificada	MW med
Produção Térmica Verificada	MW med
Produção Nuclear Verificada	MW med
Carga Verificada	MW med
ENA armazenável no dia	MW med
% da ENA Acumulada até o dia	% da MLT
Energia Armazenada no final do dia	MW med

Tabela 6.1-5 Dados de estado – Usina de Itaipu

Produção Hidráulica no 50 Hz Verificada	MW med
Produção Hidráulica no 60 Hz Verificada	MW med

Tabela 6.1-6 Dados de estado – Região Sul

Produção Hidráulica Verificada	MW med
Produção Térmica Verificada	MW med
Produção Eólica Verificada	MW med
Carga Verificada	MW med
ENA armazenável no dia	MW med
% da ENA Acumulada até o dia	% da MLT
Energia Armazenada no final do dia	MW med

Tabela 6.1-7 Dados de estado – Intercâmbios

Intercambio Internacional (+ entrando no Brasil)	MW med
Intercâmbio N->IPZ	MW med
Intercâmbio IPZ->NE	MW med
Intercâmbio SE/CO-IPZ	MW med
Intercâmbio SE/CO->NE	MW med
Intercambio YPY-SE/CO	MW med
Intercâmbio S-SE/CO	MW med

Tabela 6.1-8 Dados de estado – Ponta Eólica

Ponta Eólica Nordeste	MW
Ponta Eólica Sul	MW

Também há bancos de dados, mais simples, para os tipos de dados denominados de cadastrais, ou seja, que mudam muito pouco, tais como nomes das usinas e potências instaladas, capacidades de armazenamento, etc. As fontes de dados são algumas vezes o ONS, mas outras vezes são também artigos técnicos

diversos disponíveis para acesso [65], [39]. Assim há bancos de dados cadastrais para:

- Fazendas eólicas,
- Usinas hidráulicas,
- Usinas térmicas,
- Capacidades regionais de armazenamento.

6.2. VISÃO GERAL

O para estudar a expansão do SIN através da inserção de eólicas em larga escala o sistema é simulado através de diversos algoritmos determinísticos. No entanto é sabido da natureza randômica das afluências e eventualmente também dos ventos. Para conciliar a simulação de fenômenos randômicos com algoritmos determinísticos serão escolhidos cenários que sejam significativos na determinação das condições mais importantes de funcionamento do SIN.

O cenário de afluência baixa vai indicar que a disponibilidade eólica é suficiente para garantir o suprimento de determinada carga mesmo em condições consideradas adversas. O cenário de afluência crítica vai indicar que a disponibilidade eólica é suficiente para suprir determinada carga mesmo que ocorram situações extremamente adversas. Embora não esteja contemplado neste trabalho, também se poderia pensar em um cenário de condições extremamente favoráveis onde haveria excesso de disponibilidade de energia hidráulica e eólica simultaneamente.

Cada algoritmo usa como elementos básicos três balanços:

- O balanço de potência média diária produz como resultado principal a geração hidráulica necessária para equilibrar dia a dia o balanço carga X geração.
- O balanço de energia hidráulica nos reservatórios recebe como dado de entrada a geração hidráulica calculada no balanço anterior e produz como resultado principal o nível de armazenamento no reservatório resultante dessa geração.
- O balanço de ponta produz como resultado os valores de geração hidráulica, térmica e eólica necessários para atender à carga na hora da ponta.

Nos itens seguintes primeiro será feito um resumo da idéia geral das equações que regem cada um destes balanços. Depois deste equacionamento a etapa seguinte será descrever como foi construído um algoritmo usando estes balanços para simular a compensação da variabilidade da geração eólica com as hidráulicas e com as térmicas.

6.3. EQUACIONAMENTO DO BALANÇO DE POTÊNCIA MÉDIA DIÁRIA

O balanço de potência média diária, no dia (t), para todos os dias do ano, pode ser equacionado assim:

$$\text{geração_media_hidro}(t) + \text{geração_media_térmica}(t) +$$

$$\text{geração_media_eólica}(t) = \text{carga_media}(t) + \text{intercâmbio_líquido_medio}(t) \quad (6.3-1)$$

Onde

- a) intercâmbio líquido saindo é positivo e entrando é negativo, por convenção
- b) as gerações e o intercâmbio líquido estão condicionados por limites máximos e mínimos

6.4. EQUACIONAMENTO DO BALANÇO DE ENERGIA HIDRÁULICA

O balanço de energia hidráulica [23] [66] [67] nos reservatórios, no dia (t), para todos os dias do ano, pode ser equacionado assim:

$$\begin{aligned} \text{energia_armazenada}(t) = & \text{energia_armazenada}(t-1) \\ & + \text{energia_afluente}(t) \\ & - \text{perdas_evaporação}(t) \\ & - \text{perdas_vertimentos_localizados}(t) \\ & - \text{vertimentos_reservatorio_equivalente}(t) \\ & - \text{geração_media_hidráulica}(t) \end{aligned} \quad (6.4-1)$$

Onde:

$\text{energia_armazenada}(t)$ – corresponde ao volume de energia armazenada no reservatório equivalente no final do dia t

$\text{energia_armazenada}(t-1)$ – corresponde ao volume de energia armazenada no reservatório equivalente no final do dia anterior ao dia t (que é então o dia t-1)

$\text{energia_afluente}(t)$ - é obtida de uma previsão baseada na idéia da repetição de um histórico de afluições com ciclo anual

$\text{perdas_evaporação}(t)$ - corresponde a uma estimativa de perdas de energia no reservatório equivalente causadas por evaporação. A perda por evaporação é proporcional a superfície do reservatório e, portanto ao seu volume. Outros fatores também influenciam, tais como umidade do ar e velocidade do vento.

$\text{perdas_vertimentos_localizados}(t)$ – corresponde a uma estimativa das perdas por vertimentos que ocorrem em reservatórios menores, localizados em sub bacias específicas que repentinamente recebem um grande volume de afluição e, não são capazes de armazená-la.

$\text{vertimentos_reservatorio_equivalente}(t)$ – corresponde à ocorrência de uma situação em que o reservatório equivalente atingiu o seu volume máximo de armazenamento e, não havendo possibilidade de aumentar a geração hidráulica, a afluição adicional tem que ser vertida.

geração_media_hidráulica(t) – corresponde à transformação de energia armazenada em energia elétrica através das turbinas e geradores.

6.5. EQUACIONAMENTO DO BALANÇO DE POTÊNCIA DE PONTA

O balanço de potência na hora de ponta, no dia (t), para todos os dias do ano, pode ser equacionado assim:

$$\begin{aligned} & \text{Ponta_geração_hidro}(t) + \\ & \text{Ponta_geração_térmica}(t) + \\ & \text{Ponta_geração_eólica}(t) = \\ & \text{Ponta_carga}(t) + \text{Ponta_intercâmbio_líquido}(t) \end{aligned} \quad (6.5-1)$$

6.6. O ALGORITMO DE SIMULAÇÃO USANDO OS BALANÇOS

Os balanços equacionados anteriormente servem de blocos construtivos para a criação dos algoritmos de simulação. Atualmente são feitos dois tipos de simulações:

- 1) Simulação para o SIN como um todo.
- 2) Simulação individual de cada uma das quatro regiões do SIN.

A simulação do SIN como um todo é composta pelas seguintes etapas:

- a) Balanço de potência média diária para todo o SIN com a variabilidade eólica compensada apenas pelas hidráulicas.
- b) Balanço de energia para todo o SIN com a variabilidade eólica compensada apenas pelas hidráulicas.
- c) Balanço de potência média diária para todo o SIN com a variabilidade eólica compensada pelas hidráulicas e pelas térmicas.
- d) Balanço de energia para todo o SIN com a variabilidade eólica compensada pelas hidráulicas e pelas térmicas.
- e) Balanço de potência de ponta para todo o SIN com a variabilidade eólica compensada pelas hidráulicas e pelas térmicas.

Atualmente a simulação individual de cada uma das quatro regiões do SIN é composta pelas seguintes etapas:

- a) Balanço de potência média para cada região do SIN com a variabilidade das eólicas compensada pelas hidráulicas.
- b) Balanço de energia para cada região do SIN com a variabilidade das eólicas compensadas pelas hidráulicas.

Os balanços com a variabilidade das eólicas compensada pelas hidráulicas e pelas térmicas serão objeto de trabalhos futuros.

6.7. BALANÇO DE POTÊNCIA MÉDIA DIÁRIA NO SIN – COMPENSAÇÃO COM HIDRÁULICAS

O sistema é simulado deterministicamente, dia a dia, pelo período de um ano, resolvendo o balanço de potência média diária. Segue uma descrição do algoritmo sob a forma de texto livre.

- A carga é prevista considerando que a forma da curva de carga anual vai se repetir no ano seguinte, multiplicada por um fator de crescimento anual:

$$CA_{prev}(t) = CA_{ocorr}(t-365) * \text{fator de crescimento} \quad (6.7-1)$$

Para o caso de um estudo de simulação de capacidade de atendimento de carga com a instalação de uma quantidade de geração eólica, o fator de crescimento de carga é ajustado de maneira que o nível de armazenamento no final do ano seja o desejado. Isto indica uma necessidade de iteração entre os balanços de potência e de energia.

- A geração térmica possível é estabelecida inicialmente como um valor constante para todo o ano. Ela é calculada com base na percentagem de uso da capacidade térmica instalada para complementação da hidráulica de modo a atingir o nível de armazenamento desejado no final do ano, que só é resolvido no balanço de energia, indicando, portanto, uma necessidade de iteração entre os dois balanços:

$$GT_{desej}(t) = CIT * \text{fator de uso da térmica} \quad (6.7-2)$$

$$GT_{possiv}(t) = GT_{desej}(t) \quad (6.7-3)$$

$$\text{submetida restrição } [GT_{min}; GT_{max}] \quad (6.7-4)$$

Esta geração térmica constante é transformada em uma curva de formato senoidal com o mesmo valor médio anual e com o pico ocorrendo na fase mais seca do reservatório equivalente. Isto é feito para modelar o despacho mais comum das térmicas, ou seja, no período seco a geração térmica é alta e no período molhado a geração térmica é baixa.

- A geração eólica disponível para o dia t , é calculada com base na série sintética de disponibilidade de geração eólica $GE_{dispon_pu}(t)$ multiplicada pela expansão eólica desejada, constante para todo o ano. A geração eólica das fazendas pré existentes é computada considerando que a geração eólica do ano anterior vai se repetir igualmente todos os anos e é representada por $GE_{ocorr}(t-366)$:

$$GE_{dispon}(t) = GE_{dispon_pu}(t) * \text{Expansão Eólica} + GE_{ocorr}(t-366) \quad (6.7-5)$$

- O intercambio internacional é pequeno e não é considerado nesta simulação.

$$I_{INT}(t) = 0 \quad (6.7-6)$$

- Em princípio se tenta aproveitar (despachar) toda a geração eólica disponível para o dia t . Nessa condição, a geração hidráulica necessária para fechar o balanço de potência geração X carga é então dada pela equação de balanço de potência escrita da forma abaixo:

$$GH_{necess}(t) = CA_{prev}(t) + I_{INT}(t) - (GT_{possiv}(t) + GE_{dispon}(t)) \quad (6.7-7)$$

e

$$\text{GH_possiv}(t) = \text{GH_necess}(t) \text{ submetida restrição } [\text{GH_min}; \text{GH_max}] \quad (6.7-8)$$

- Com a expansão eólica de 140 GW, na maioria dos casos, sob o aspecto de balanço de energia e potência, a geração hidráulica foi suficiente para compensar toda a variabilidade da eólica de tal maneira que toda a geração eólica disponível pode ser aproveitada.

No entanto há ocasiões onde isto não acontece. Por este motivo vamos criar outra variável que corresponde à geração eólica necessária para fechar o balanço de potência geração X carga calculada a partir da geração hidráulica possível, ou seja, a geração hidráulica colocada dentro dos limites máximo e mínimo. A geração eólica necessária vem então da equação do balanço de potência escrita da forma abaixo:

$$\text{GE_necess}(t) = \text{CA_prev}(t) + \text{I_INT}(t) - (\text{GT_possiv}(t) + \text{GH_possiv}(t)) \quad (6.7-9)$$

- Em relação à $\text{GE_necess}(t)$ podem ocorrer situações em que nem toda a geração eólica disponível poderá ser aproveitada. Isto vai ocorrer quando a geração hidráulica necessária para fechar o balanço de potência, geração X carga, já estiver no mínimo e mesmo assim, com a geração eólica disponível há excesso de geração no sistema. Somente uma parte da geração eólica disponível poderá ser aproveitada:

$$\text{GE_aprov}(t) = \text{GE_necess}(t) \quad (6.7-10)$$

$$\text{PER_EOL}(t) = \text{GE_dispon}(t) - \text{GE_necess}(t) \quad (6.7-11)$$

Também é possível tentar reduzir a geração térmica, desde que o nível de armazenamento no final do ano continue a ser atingido.

- Ainda em relação à $\text{GE_necess}(t)$ podem ocorrer situações em que toda a geração eólica disponível não seja suficiente para fechar o balanço de potência geração X carga. Isto vai ocorrer quando a geração hidráulica necessária para fechar o balanço geração X carga já estiver no máximo. Esta é uma situação infreqüente e indica que o sistema está mal dimensionado.

Então, ou a carga tem que ser reduzida, ou a geração térmica tem que ser aumentada, ou a geração hidráulica tem que ser aumentada, ou a geração eólica tem que ser aumentada.

Onde:

Tabela 6.7-1 Variáveis Balanço Potência Média Diária– Compensação Hidro

CA_prev(t)	=	Carga prevista para o dia t
Fator de uso da térmica	=	Porcentagem da capacidade instalada da térmica, necessária para garantir o reenchimento
GE_dispon(t)	=	Geração eólica disponível para o dia t
GE_dispon_pu(t)	=	Geração eólica disponível para o dia t em p.u.
GE_ocorr(t-366)	=	Geração eólica ocorrida no dia t – 366 (ano anterior)
GE_necess(t)	=	Geração eólica necessária para fechar o balanço carga geração no dia t com a GH_possiv(t)
GE_aprov(t)	=	Geração eólica aproveitada para o dia t
GH_necess (t)	=	Geração hidráulica desejada para fechar o balanço geração X carga no dia t
GHmax	=	Geração hidráulica máxima estabelecida de modo que a capacidade instalada das hidráulicas não seja superada
GHmin	=	Geração hidro mínima estabelecida de modo que seja mantida uma vazão defluente mínima necessária para que o rio a jusante das hidráulicas não fique seco
GH_possiv (t)	=	Geração hidráulica possível para fechar o balanço geração X carga, dentro dos limites, máximo e mínimo, no dia t
GT_desej(t)	=	Geração térmica desejada para fechar o balanço geração X carga no dia t
GTmax	=	Geração térmica máxima estabelecida de modo que a capacidade instalada das térmicas não seja superada
GTmin	=	Geração térmica mínima estabelecida de modo que sejam respeitadas todas as inflexibilidades e restrições de sistema de transmissão
GT_possivel(t)	=	Geração térmica possível para fechar o balanço geração X carga dentro dos limites, máximo e mínimo no dia t
I_INT(t)	=	Intercambio internacional para o dia t

6.8. BALANÇO DE ENERGIA NO SIN – COMPENSAÇÃO COM HIDRÁULICAS

Com o balanço de potência média diária geração X carga, resolvido na etapa anterior se obteve a geração hidráulica possível para o dia t que vai servir de dado de entrada para esta etapa. Segue uma descrição do algoritmo sob a forma de texto livre.

- A afluência hidro energética é selecionada deterministicamente entre as series já ocorridas, conforme o tipo de estudo que se esteja querendo fazer, ou seja, estudos para afluências baixas, médias ou altas, e para afluências que emulem um período crítico. Selecionada uma série histórica de afluências ocorridas, ela pode ser linearmente amplificada ou atenuada através de um fator de previsão linear. Ela também pode ser adiantada ou atrasada através de um defasador T (em dias) linear no tempo.

$$ENA(t) = ENA_historica(t-T) * \text{fator de previsão} \quad (6.8-1)$$

- As perdas hidro energéticas proporcionais à afluência são dadas por:

$$PER_AFLU(t) = ENA(t) * \text{fator de perdas na ENA} \quad (6.8-2)$$

- As perdas hidro energéticas proporcionais ao nível de armazenamento são dadas por:

$$PER_EAR(t) = ENA(t) * \text{fator de perdas na EAR} \quad (6.8-3)$$

- O balanço de energia do dia t é dado por:

$$\begin{aligned} \text{Balanço de Energia (t)} = & ENA(t) - PER_ENA(t) - \\ & PER_EAR(t) - \\ & GH_possiv(t) \end{aligned} \quad (6.8-4)$$

- O nível de armazenamento EAR(.) no dia (t) é dado por:

$$EAR_desej(t) = EAR(t-1) + \text{Balanço de Energia (t)} \quad (6.8-5)$$

$$EAR_possiv(t) = EAR_desej(t) \quad \text{submetida restrição [EAR_min; EAR_max]} \quad (6.8-6)$$

- Quando o nível de armazenamento EAR_desej(t) fica acima do máximo ocorre um vertimento no reservatório equivalente.
- Quando por acaso o armazenamento EAR_desej(t) fica abaixo do mínimo, o sistema está mal dimensionado e ou a térmica tem que ser aumentada ou a carga tem que ser reduzida ou a capacidade de armazenamento tem que ser aumentada, ou a geração eólica tem que ser aumentada.

Onde:

Tabela 6.8-1 Variáveis do Balanço de Energia

ENA(t)	=	Afluência hidro energética prevista para o dia t
GH_possiv (t)	=	Geração hidráulica possível para fechar o balanço geração X carga, dentro dos limites, máximo e mínimo, no dia t
EAR(t)	=	Energia hidro energética armazenada no início do dia t
EAR(t+1)	=	Energia hidro energética armazenada no início do dia t+1
EAR_max	=	Energia hidro energética máxima que pode ser armazenada no reservatório equivalente
PER_AFLU(t)	=	Perda hidro energética proporcional a afluência para o dia t
PER_EOL(t)	=	Perda na geração eólica disponível por falta capacidade de reduzir as outras gerações
PER_EAR(t)	=	Perda hidro energética proporcional ao nível de energia hidro energética armazenada para o dia t

Procedimento:

- A meta de nível de armazenamento hidráulico a ser alcançada no final do período de simulação é um dado de entrada. Ela pode ser ou o nível histórico efetivamente ocorrido ou um nível obtido dos estudos de planejamento a longo prazo usualmente feitos para cinco anos à frente.
- Os dois fatores de perdas hidro energéticas são obtidos experimentalmente através da simulação do período a ser estudado, usando valores realizados de afluência, carga e geração, sem acrescentar nenhuma eólica e nenhuma carga adicional suprida por eólica. Por um processo de tentativa e erro se vai variando os dois fatores até conseguir que a curva de nível de armazenamento simulada se aproxime o máximo possível da curva de armazenamento realizada.
- Para obter a carga máxima que pode ser suprida como consequência da adição de uma determinada capacidade instalada de geração eólica (140 GW), o procedimento é ir manualmente, pouco a pouco, aumentando a carga. Isto é feito até que o reservatório equivalente seja deplecionado e reenchido, completando um ciclo sem atingir o seu nível máximo (a partir do qual haverá vertimentos) e nem o seu nível mínimo (seca e racionamento). A maior carga conseguida por este processo é a carga que pode ser suprida.

- Para obter a geração térmica desejada o procedimento é partir da geração térmica efetivamente ocorrida neste período e ir manualmente ajustando seu valor na medida em que surjam deplecionamentos ou vertimentos indesejáveis ou que o nível de armazenamento no final do período esteja fora do valor pretendido.

6.9. BALANÇO DE POTÊNCIA MÉDIA DIÁRIA NO SIN - COMPENSAÇÃO COM HIDROS E TÉRMICAS

Nesta etapa é feito um aprimoramento da etapa anterior. Antes a compensação da variabilidade das eólicas era feita apenas com as hidráulicas. Agora esta compensação vai ser feita com ambas, as hidráulicas e as térmicas.

Os principais resultados desta etapa agora são as capacidades máximas instaladas de geração média diária hidráulica e térmica necessárias para suprir a carga com a expansão eólica pretendida.

As principais características desta etapa são:

- Agora a compensação da variabilidade das eólicas vai ser feita tanto pelas hidráulicas como pelas térmicas. Esta é uma diferença importante desta etapa em relação à anterior.

Antes as térmicas foram usadas somente para compensar a variabilidade das hidráulicas e atender o requisito de nível de armazenamento no final do ano simulado, garantindo assim o reenchimento do reservatório equivalente que representa o SIN. Agora se dá uma função adicional às térmicas, sem prejuízo da anterior, que é a de participar, junto com as hidráulicas na compensação da variabilidade das eólicas.

Isto é interessante porque as térmicas a gás têm uma boa flexibilidade para variar a geração. Sua capacidade de potência instalada pode perfeitamente ser mais bem aproveitada se elas também forem incluídas na compensação da variabilidade, mas desde que a média anual de geração coincida com o valor da etapa anterior, e isto tem que ser forçado através da facilidade de iterar do Excel.

Como consequência da variação das térmicas ocorre a variação das hidros, e isto faz com que a curva de armazenamento se modifique em relação a que foi produzida na primeira etapa. Então, os resultados da geração térmica eólica e hidráulica obtidos nesta etapa têm que ser retornados para a primeira etapa e a curva de armazenamento tem que ser refeita.

- Para poder usar tanto a hidráulica como a térmica para compensar a variabilidade da eólica é preciso separá-las em duas componentes.
- Em ambas, uma componente é a geração mínima, que tem que ser despachada por causa das restrições de sistema ou da própria geração. A componente mínima tanto para as hidráulicas como para as térmicas deve ser a primeira a ser alocada na curva de carga.
- Na térmica a componente mínima é devida principalmente a restrições de sistema de transmissão e devido à inflexibilidade.

- Na hidráulica a componente mínima é devida principalmente à restrição de despacho mínimo para manter uma defluência mínima a jusante das usinas.
- A disponibilidade restante de geração hidráulica e térmica é então denominada de oscilante.
- Despachadas as gerações mínimas, a próxima geração a ser alocada na curva de carga (despachada) deve ser a eólica disponível. Só depois de despachar toda a eólica disponível se tenta despachar a hidráulica e a térmica oscilantes.

O sistema é simulado deterministicamente, dia a dia, pelo período de um ano. Segue uma descrição do algoritmo sob a forma de texto livre.

- Vamos assumir de início que toda a geração eólica disponível possa ser aproveitada:

$$GE_{aprov}(t) = GE_{dispon}(t) \quad (6.9-1)$$

$$PER_{EOL}(t) = 0 \quad (6.9-2)$$

- A soma das gerações, hidráulica oscilante e térmica oscilante, desejadas, necessárias para fechar o balanço geração X carga é dada por:

$$GH_{oscil_desej} + GT_{oscil_desej} = CA_{prev}(t) - INT(t) - GH_{min}(t) - GT_{min}(t) - GE_{aprov}(t) \quad (6.9-3)$$

Vamos criar um fator de repartição entre geração térmica e hidro

$$F_{rep_ter_hidr} = \frac{GT_{oscil_desej}}{GT_{oscil_desej} + GH_{oscil_desej}} \quad (6.9-4)$$

- Se Geração hidro oscilante desejada + Geração térmica oscilante desejada >0 então o próximo passo é repartir o total de geração oscilante entre hidráulica e térmica. Podemos calcular

$$GT_{oscil_desej} = (GH_{oscil_desej} + GT_{oscil_desej}) * F_{rep_ter_hidr} \quad (6.9-5)$$

$$GH_{oscil_desej} = (GH_{oscil_desej} + GT_{oscil_desej}) - GT_{oscil_desej} \quad (6.9-6)$$

- Agora é preciso saber se os totais de hidro e térmica estão como devem, abaixo das respectivas capacidades instaladas. Para a térmica desejada se calcula:

$$GT_{desej}(t) = GT_{min} + GT_{oscil_desej}(t) \quad (6.9-7)$$

$$GT_{possiv}(t) = GTI_{desej}(t) \text{ Submetida à restrição } [GT_{min}; GT_{max}] \quad (6.9-8)$$

- Vamos agora examinar a hidro total desejada

$$GH_{desej}(t) = GH_{min} + GH_{oscil_desej}(t) \quad (6.9-9)$$

$$GH_{possiv}(t) = GH_{desej}(t) \quad \text{Submetida à restrição } [GH_{min}; GH_{max}] \quad (6.9-10)$$

- Mas se Geração hidro oscilante + Geração térmica oscilante desejada ≤ 0 então todo o controle da carga ficará sobre as eólicas e será necessário desperdiçar um pouco dela para equilibrar o balanço geração X carga.

$$GE_{aprov}(t) = CA_{prev}(t) - INT(t) - GH_{min} - GH_{oscil_{possiv}} - GT_{min} - GT_{oscil_{possiv}} \quad (6.9-11)$$

$$PER_{EOL}(t) = GE_{disp} - GE_{aprov}(t) \quad (6.9-12)$$

- Mas se Perda eólica < 0 então há falta de capacidade instalada, térmica, hidráulica, ou eólica, para suprir a carga pretendida e estes limites têm que ser revistos.
- Por fim, o fator de repartição da térmica oscilante X hidro oscilante é ajustado iterativamente. Isto é feito até a geração térmica total anual corresponder à que é necessária para que o nível de armazenamento no final do ano corresponda à meta estabelecida pelo balanço de energia no SIN e que foi calculada na fase anterior.

Onde, adicionalmente em relação à etapa anterior, se tem:

Tabela 6.9-1 Variáveis Balanço Potência Média – Compensação Hidro e Térmica

F_rep_ter_hidr	=	Fator de repartição Térmica X Hidráulica
GH_oscil_desej	=	Geração hidro oscilante desejada
GH_oscil_possiv	=	Geração hidro oscilante possível
GH_possiv	=	Geração hidro total possível (mínima + oscilante)
GT_oscil_desej	=	Geração térmica oscilante desejada
GT_oscil_possiv	=	Geração Térmica oscilante possível
GT_possiv	=	Geração térmica total possível (mínima + oscilante)

6.10. BALANÇO DE ENERGIA NO SIN – COMPENSAÇÃO COM HIDROS E TÉRMICAS

Conforme já foi dito anteriormente, como consequência da variação das térmicas ocorre a variação das hidros, e isto faz com que a curva de armazenamento se modifique em relação à que foi produzida na primeira etapa. Então, os novos resultados da geração hidráulica obtidos levam a necessidade de refazer a curva de armazenamento.

O algoritmo é semelhante ao da etapa de balanço de energia onde só as hidráulicas eram usadas para a compensação da variabilidade das eólicas. A única diferença é o uso de uma nova série de valores de geração hidráulica que foram obtidos como resultado da participação das térmicas na compensação.

6.11. ALGORITMO DO BALANÇO DE POTÊNCIA DE PONTA NO SIN

Os principais resultados do balanço de ponta são a máxima capacidade instalada de

- Geração hidráulica na ponta,
- Geração térmica na ponta,
- Geração eólica na ponta.

As principais características do algoritmo são similares às da etapa anterior exceto que os fatores de participação são usados para ajustar a geração hidráulica e térmica no horário de ponta. O nome das variáveis é o mesmo, mas acrescido da letra “P” para indicar ponta ao invés de energia média diária.

O sistema é simulado deterministicamente, dia a dia, pelo período de um ano. Segue uma descrição do algoritmo sob a forma de texto livre.

- Vamos assumir de início que toda a ponta de geração eólica disponível possa ser aproveitada:

$$PGE_aprov(t) = PGE_dispon(t) \quad (6.11-1)$$

$$PPER_EOL(t) = 0 \quad (6.11-2)$$

- A soma da ponta de geração hidráulica oscilante e térmica oscilante, desejadas, necessárias para fechar o balanço geração X carga é dada por:

$$(PGH_oscil_desej + PGT_oscil_desej) = \begin{aligned} & PCA_prev(t) - PI_INT(t) - \\ & PGHmin(t) - PGTmin(t) - PGE_aprov(t) \end{aligned} \quad (6.11-3)$$

- Vamos criar um fator de repartição entre ponta de geração térmica e ponta de geração hidro

$$PF_rep_ter_hidr = \frac{PGT_oscil_desej}{(PGT_oscil_desej + PGH_oscil_desej)} \quad (6.11-4)$$

- Se ponta de Geração hidro oscilante desejada + ponta de Geração térmica oscilante desejada >0 então o próximo passo é repartir o total de ponta de geração oscilante entre hidráulica e térmica. Podemos calcular

$$PGT_oscil_desej = \begin{aligned} & (PGH_oscil_desej + PGT_oscil_desej) * PF_rep_ter_hidr \\ & \text{Submetida à restrição } PGT_oscil_desej \Rightarrow 0 \end{aligned} \quad (6.11-5)$$

e

$$PGH_oscil_desej = \begin{aligned} & (PGH_oscil_desej + PGT_oscil_desej) - PGT_oscil_desej \\ & \text{Submetida à restrição } PGH_oscil_desej \Rightarrow 0 \end{aligned} \quad (6.11-6)$$

- Agora é preciso saber se os totais de ponta hidro e de ponta térmica estão como devem, abaixo das respectivas capacidades instaladas. Para a térmica desejada se calcula:

$$PGT_desej(t) = PGTmin + PGT_oscil_desej(t) \quad (6.11-7)$$

$$PGT_possiv(t) = PGT_desej(t) \quad \text{Submetida à restrição } [PGTmin;PGTmax] \quad (6.11-8)$$

- Vamos agora examinar a hidro total desejada

$$PGH_desej(t) = PGHmin+PGH_oscil_desej(t) \quad (6.11-9)$$

- E considerando as restrições de mínimo e máximo

$$PGH_possiv(t) = PGH_desej(t) \quad \text{Submetida à restrição } [PGHmin;PGHmax] \quad (6.11-10)$$

- Caso a ponta de Geração hidro oscilante + ponta de Geração térmica oscilante desejada ≤ 0 então todo o controle da carga ficará sobre as eólicas e será necessário desperdiçar um pouco dela para equilibrar o balanço geração X carga. Depois da geração hidráulica e térmica ser colocadas dentro dos limites, vamos então recalcular a ponta de geração eólica que pode ser aproveitada

$$PGE_aprov(t) = PCA_prev(t) - PI-INT(t) - PGHmin - PGH_oscil_possiv - PGTmin - PGT_oscil_possiv \quad (6.11-11)$$

$$PPER_EOL(t) = PGE_disp - PGE_aprov(t) \quad (6.11-12)$$

- Caso a perda eólica na ponta < 0 então há falta de capacidade instalada, térmica, hidráulica, ou eólica, para suprir a carga pretendida e estes limites tem que ser revistos.

Na tabela assim formada, são pesquisados os valores máximos de potência de ponta hidráulica, térmica e eólica nos 366 dias do ano.

Para chegar às capacidades instaladas necessárias têm que ser consideradas previsões para reserva de potência para manutenção e para operação. Foram assumidos valores típicos:

- Carga ponta / carga média diária = 1,2
- Reserva de potência para manutenção das unidades geradoras = 10 % da capacidade de geração necessária
- Reserva de potência para operação = 10 % da capacidade de geração necessária

6.12. ALGORITMO DE SIMULAÇÃO DO SIN

A Figura 6.12-1 ilustra como os blocos de balanços anteriormente descritos são usados para simular o SIN como um todo.

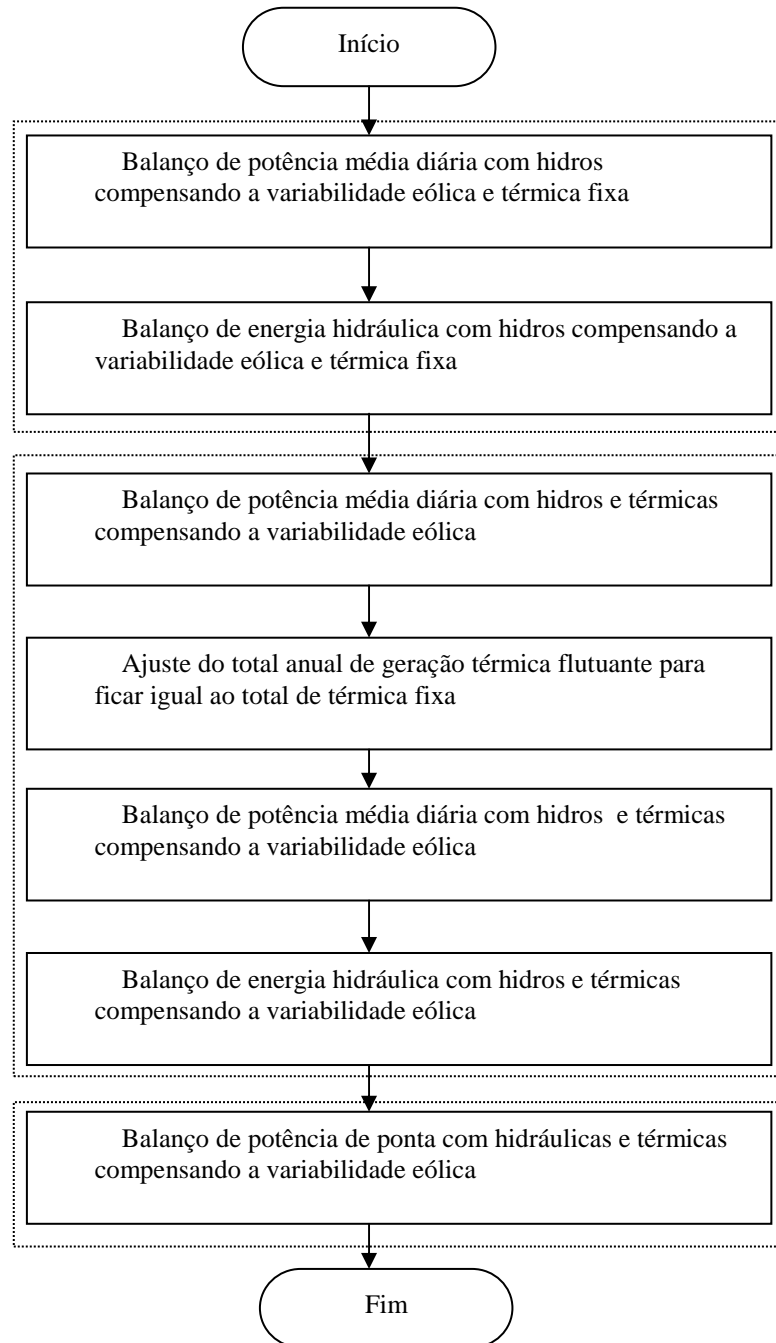


Figura 6.12-1 – Etapas com blocos para simulação do SIN

6.13. ALGORITMO DO BALANÇO DE POTÊNCIA DE MÉDIA DIÁRIA POR REGIÃO

Cada região do SIN é simulada dia a dia em termos de potência média diária e armazenamento hidráulico. Por ora, a compensação da variabilidade eólica é feita apenas pela geração hidráulica.

O principal resultado é o intercâmbio líquido de cada região com o restante do SIN. Este intercâmbio serve para avaliar qualitativamente as necessidades de capacidades de transmissão de cada região para o restante do SIN e para avaliar qualitativamente a oscilação que este intercâmbio sofre devido à variabilidade das eólicas.

Para cada região são empregados os conceitos de balanço de energia e balanço de potência média diária da mesma forma que foi feito para o SIN. Com estes balanços se monta quatro algoritmos de solução, um para cada região.

Para poder simular o SIN dia a dia por região é preciso criar:

- Um critério de despacho da geração hidráulica por região,
- Um critério de despacho da geração térmica por região,
- Um critério de aproveitamento da geração eólica por região,
- Um critério de previsão de carga por região,
- Um critério de previsão de nível de armazenamento por região,
- Um critério de cálculo de intercâmbio líquido de cada região com o restante do SIN.

Os algoritmos respeitam as características específicas de cada região, da seguinte maneira:

- A região Sudeste é a que têm capacidade de armazenamento, afluência hidro energética e carga, maiores do que todas as outras regiões juntas. No entanto o potencial eólico desta região é pequeno. Devido principalmente às características das hidráulicas, no algoritmo de simulação a região Sudeste é assumida como sendo a “barra swing das hidráulicas” do SIN, compensando todas as variações de hidráulicas que as outras três não forem capazes de compensar.
- A região Nordeste, tem a segunda capacidade de armazenamento, e afluência, mas esta é bem menor do que a do Sudeste. O maior potencial eólico está localizado no Nordeste. Devido principalmente as características de potencial eólico, a região Nordeste é assumida como sendo a “barra swing das eólicas” do SIN.
- A região Norte tem muito pouca capacidade de armazenamento em relação à afluência hidro energética. A carga é pequena e o potencial eólico também.
- A região Sul tem pouca capacidade de armazenamento em relação à quantidade de afluência hidro energética. A carga é a segunda maior.

6.13.1. CRITÉRIO DE DESPACHO DA GERAÇÃO HIDRÁULICA POR REGIÃO

Existem muitas possibilidades de critérios de despacho das usinas hidráulicas. Por ora vai ser assumido que o despacho vai ser feito proporcionalmente a afluência hidro energética de cada região.

O despacho da geração hidráulica por região para o Nordeste e Norte é feito tratando estas regiões como se elas fossem usinas a fio d água. Isto se consegue repartindo o total de geração hidráulica do SIN, já calculado em etapa anterior, proporcionalmente às afluências hidro energéticas de cada região. Adicionalmente a região Sul tem a peculiaridade de ter afluências muito grandes em relação à sua capacidade de armazenamento. Isto é usado como vantagem para reduzir as perdas eólicas quando elas ocorrem na “swing eólica” no Nordeste.

Já a região Sudeste, por ter a maior afluência e a maior capacidade de armazenamento é despachada como sendo a “swing hidráulica” do SIN. Isto significa que ela absorve todo o excesso ou falta de geração hidro das outras regiões, independentemente da afluência hidro energética que estiver ocorrendo na própria região Sudeste.

Exceto na região Sudeste, que é a swing, a geração hidráulica é limitada por um valor mínimo e máximo para permitir o controle da curva de evolução do armazenamento.

6.13.2. CRITÉRIO DE DESPACHO DA GERAÇÃO TÉRMICA POR REGIÃO

Como as térmicas ainda não vão fazer parte da compensação da variabilidade das eólicas elas serão despachadas rateando o total de geração térmica do SIN proporcionalmente a capacidade instalada de térmicas existente em cada região. A térmica por região mantém a característica de curva de base senoidal

6.13.3. CRITÉRIO DE APROVEITAMENTO DA GERAÇÃO EÓLICA POR REGIÃO

As eólicas serão alocadas na curva de carga (despachadas) rateando o total de geração eólica do SIN proporcionalmente ao potencial eólico de cada região.

6.13.4. CRITÉRIO DE PREVISÃO DA CARGA POR REGIÃO

A carga será prevista em função da carga ocorrida na região um ano antes multiplicada por um fator de crescimento anual constante.

6.13.5. CRITÉRIO DE CÁLCULO DE INTERCÂMBIO LÍQUIDO POR REGIÃO

O intercambio líquido por região é calculado algebricamente pelo balanço geração X carga dentro de cada região.

6.13.6. CRITÉRIO DE PREVISÃO DE NÍVEL DE ARMAZENAMENTO POR REGIÃO

O nível de armazenamento é calculado pelo balanço hidro energético da geração hidráulica, perdas e afluência hidro energética.

6.14. METODOLOGIA DE ESTIMATIVA DA EXPANSÃO HIDROTÉRMICA CLÁSSICA

Nos itens anteriores foram propostos algoritmos para simulação da expansão do SIN com eólicas. No entanto, tradicionalmente o SIN é expandido usando a opção tradicional clássica, que tem entre outros, as seguintes características:

- A capacidade instalada de geração de potência das usinas hidráulicas é expandida para conseguir atender a carga, manter uma reserva para manutenção e uma reserva para operação.
- A capacidade de armazenamento de energia dos reservatórios hidráulicos e a capacidade de geração térmica são expandidas para que o sistema seja capaz atender a carga com certa confiabilidade.

Destas características se pode admitir uma linearidade relativa em relação à carga das seguintes variáveis:

- Capacidade instalada de geração de potência hidráulica.
- Capacidade instalada de geração térmica.
- Capacidade de armazenamento do reservatório equivalente.

O aumento de capacidade de atendimento à carga com a expansão eólica pode ser determinado pelos algoritmos propostos nos itens anteriores. Para a opção de expansão hidrotérmica do SIN é esse mesmo aumento de carga que vai ser usado para expandir linearmente as variáveis listadas.

Como resultado se obtém uma base para comparação de duas opções de expansão, quais sejam:

- Expansão com eólicas.
- Expansão hidrotérmica clássica.

Capítulo 7

ESTUDOS DE SIMULAÇÃO

Os estudos de simulação estão divididos em diversos tipos. Quando classificados segundo o regime de aflúências os estudos são para regimes de:

- Aflúências baixas
- Aflúências críticas

Já quando classificados segundo o objeto dos resultados, os estudos são de:

- Energia anual,
- Potência média diária,
- Potência na hora da ponta.

Já quando classificados pelo nível de detalhe do sistema simulado, os estudos são classificados por:

- Estudos para o SIN representados como um único sistema equivalente,
- Estudos para cada uma das regiões do SIN representados por seus respectivos sistemas equivalentes, que somados resultam no SIN.

7.1. ESTUDO DO SIN PARA UM ANO DE AFLUÊNCIA HIDRÁULICA BAIXA

Este estudo pretende mostrar, sob o aspecto de balanço de energia e de potência, os efeitos da adição de 140 GW de geração eólica quando da ocorrência de um ano hidrológico de aflúências relativamente baixas correspondendo a 90% da aflúência histórica efetivamente ocorrida no período de estudo.

Convém notar que o período 2007/2008, já foi um ano de aflúência levemente baixa em relação à média a longo termo. Conforme se pode ver na Figura 7.1-1 a média anual a longo termo fica em torno dos 90%. Isto faz com que a curva de aflúência que esta sendo usada nesta simulação, com o fator de redução de outros 90% adicionais, acarrete uma redução total em relação à MLT igual ao produto 90% vezes 90% resultando em cerca de 80% da MLT. Este valor de MLT pode ser considerado uma aflúência baixa.

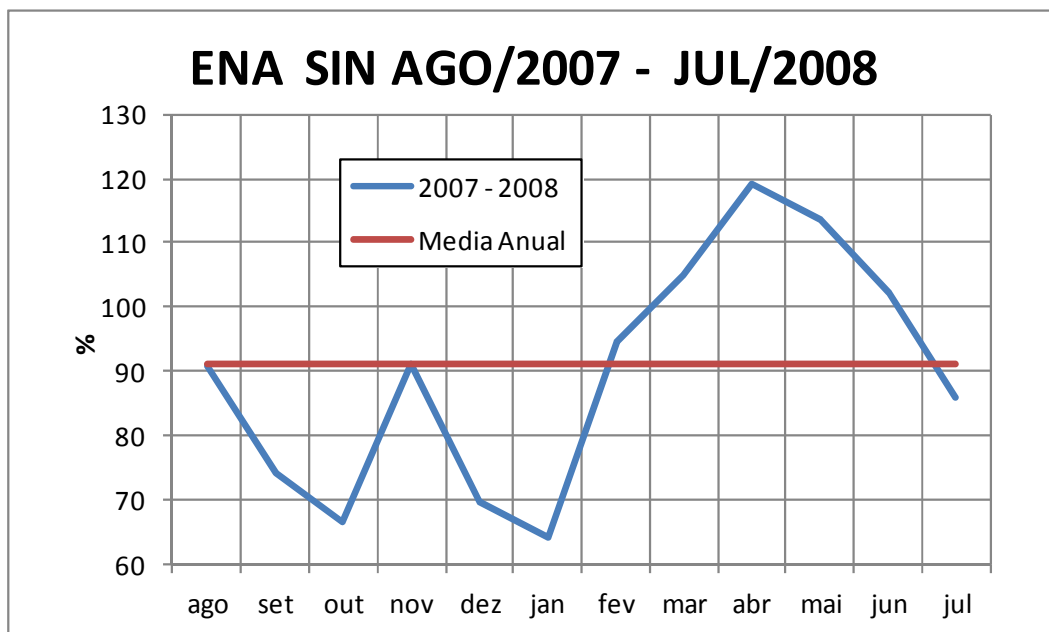
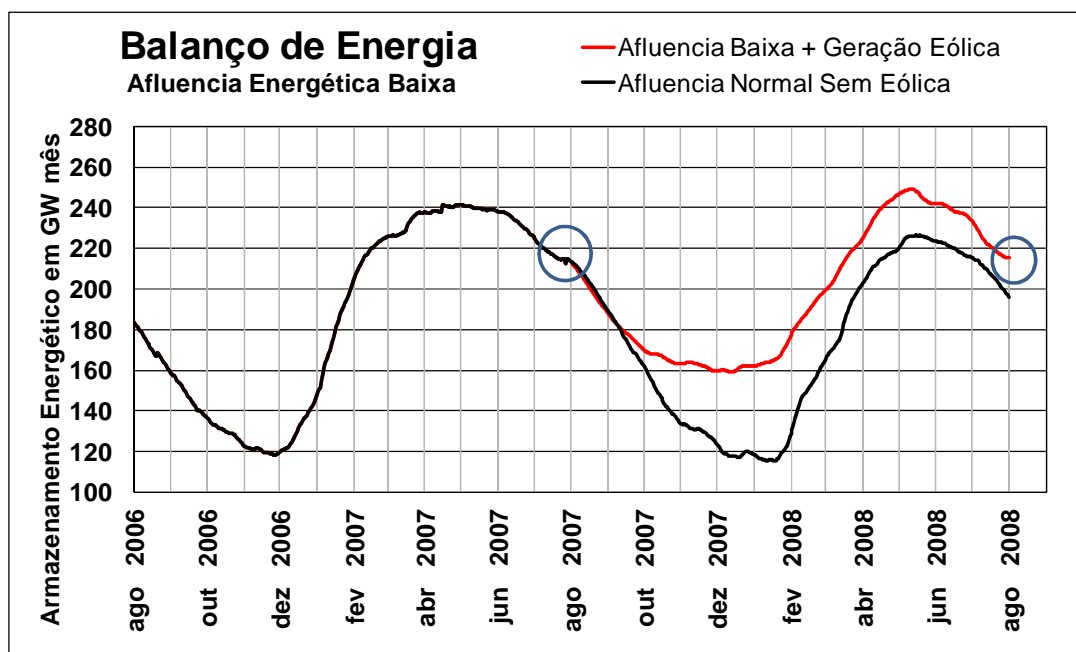


Figura 7.1-1 – ENA média mensal e anual no período 2007/2008

7.1.1. BALANÇO DE ENERGIA ANUAL



V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Figura 7.1.1-1 - Balanço de energia no SIN para a condição de afluência baixa

A etapa de Balanço de Energia no SIN para a condição de afluência baixa produz as curvas mostradas no gráfico da Figura 7.1.1-1. A curva em preto representa a evolução do armazenamento efetivamente ocorrido durante o período estudado, com um nível de carga de 53 GW médios, sem a adição de geração eólica. A curva vermelha mostra a evolução do armazenamento assumindo a adição de 140 GW de eólicas, 90% da afluência ocorrida e 73% de aumento da carga, fazendo com que a quantidade total de carga suprida passe a ser de 92 GW mês.

A quantidade total de carga que pode ser suprida foi determinada iterativamente variando o seu valor até que o nível de armazenamento final em 31 de julho de 2008 se tornasse igual ao inicial, 215 GW mês. Quando o nível de armazenamento final coincide com o inicial pode-se dizer que o sistema é capaz de completar um ciclo anual de esvaziamento seguido de reenchimento, atingindo um nível adequado de utilização da capacidade de armazenamento que permite a repetição do ciclo nos anos seguintes.

Os parâmetros para a simulação do balanço de energia são mostrados a seguir.

Tabela 7.1.1-1 Parâmetros para a simulação do balanço de energia

Valor	Descrição
97,5%	Fator para perdas hidráulicas por déficit de afluência
0,11%	Fator para perdas hidráulicas por déficit do volume armazenado
25%	Geração hidro mínima
80%	Fator de capacidade das usinas hidráulicas
01/08/2007	Data para iniciar a simulação

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Na Tabela 7.1.1-1 os fatores de perdas hidráulicas por déficit de afluências e por déficit do volume armazenado foram obtidos experimentalmente, simulando o período 2007/2008 sem o acréscimo de geração eólica, com os valores de carga, geração térmica e afluências ocorridas nesse período. A cada simulação se compara a curva de armazenamento simulada com a ocorrida. O processo de simulação é repetido iterativamente até que as duas curvas de armazenamento se tornem iguais.

A geração hidráulica mínima é estabelecida como uma percentagem da capacidade instalada de geração. Trata-se de um valor de geração que produz uma defluência média diária mínima aceitável para usos múltiplos da água.

O fator de capacidade das usinas hidráulicas é a relação entre a geração média diária e a potência instalada da usina. Para usinas individuais este fator pode ser bastante variável dependendo da capacidade de armazenamento do reservatório da usina. Neste caso se trata de um fator de capacidade para o reservatório equivalente do SIN, que foi adotado como sendo de 80%.

Tabela 7.1.1-2 Variáveis de Controle para o balanço com afluência baixa

Valor	Descrição
-373	Atraso em dias na repetição afluência ano anterior
73,0%	Crescimento carga (base ano anterior)
90%	Fator de redução da afluência
47%	Geração térmica convencional e nuclear
15%	Geração térmica mínima
0%	Intercambio internacional (+ sai do SIN)
140	Acréscimo de geração eólica distribuída, em GW

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

A Tabela 7.1.1-2 mostra as variáveis de controle usadas para a simulação do balanço de energia com afluência baixa. O significado de cada uma de suas variáveis é descrito a seguir, na mesma ordem em que elas aparecem na tabela.

O atraso em dias na repetição afluência ano anterior é uma variável de controle que permite escolher a curva de afluência de um determinado ano. Nada sendo dito, a curva de afluência usada na simulação é a que ocorreu no ano anterior. Com esta variável de controle se pode usar, por exemplo, a curva de afluência do próprio ano que está sendo simulado.

A curva de carga utilizada na simulação é obtida repetindo-se a curva de carga do ano anterior, multiplicada por um fator linear de crescimento de carga. Fixado um valor de acréscimo de geração eólica, este fator de crescimento de carga é ajustado iterativamente até que o nível de armazenamento no final de um ano atinja o valor pretendido. No caso deste estudo o valor pretendido é o mesmo nível de armazenamento que existia no reservatório equivalente no início da simulação. Com isto se pode dizer que, sob o aspecto de balanço de energia e de potência, o acréscimo de 140 GW de geração eólica suporta um acréscimo de carga de 73%. Cabe lembrar que a carga média anual é de 53 GW médios e o acréscimo de carga é, portanto de 39 GW médios, resultando numa carga total de 92 GW médios.

Escolhida uma curva de afluência energética, no caso a ocorrida no ano 2007/2008, o fator de redução serve para tornar esta mesma curva mais intensa ou menos intensa em termos de afluência total durante o ano simulado. Neste estudo a curva de afluência é reduzida de 90% em relação à afluência ocorrida indicando a simulação de um ano um pouco mais seco do que o efetivamente ocorrido.

A geração térmica, convencional e nuclear, é estabelecida como uma percentagem da capacidade instalada que resulta num valor em GW médio mantido constante durante todo o ano simulado. Nas situações em que a afluência energética é muito baixa, esta geração térmica é aumentada com o objetivo de aumentar o nível de armazenamento no final do ano simulado.

Por outro lado, nos anos em que a afluência energética é muito alta, a geração térmica é diminuída, mas não pode ser zerada. O valor mínimo de geração térmica é estabelecido como uma percentagem da capacidade instalada. Tem como finalidade

representar o efeito de inflexibilidade de certas usinas, como as nucleares, que são obrigadas a continuar gerando, mesmo que a afluência energética seja muito grande.

O intercâmbio internacional corresponde aos fornecimentos esporádicos de pequenas quantidades de energia, devolvíveis, do Brasil para o Uruguai e Argentina. Neste estudo ele foi considerado nulo.

O acréscimo de energia eólica corresponde ao valor em GW, de capacidade instalada que se quer implantar, neste caso igual a 140 GW.

Tabela 7.1.1-3 Resultados do balanço de energia com afluência baixa

	Ocorrido no período 2007/2008	Simulado com 140 GW eólica
Capacidade de armazenamento (GW mês)	269	269
Nível de armazenamento inicial (GW mês)	215	215
Nível de armazenamento final (GW mês)	200	215
Nível de armazenamento máximo (GW mês)	225	249
Nível de armazenamento mínimo (GW mês)	115	159
Crescimento da carga em relação a referencia	0%	73%
Capacidade instalada de geração eólica	0	140
Geração térmica em % da capacidade instalada de geração térmica	33%	47%

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Nesta Tabela 7.1.1-3 se observa que:

- Com um crescimento da carga de 73% e uma geração térmica de 47% da capacidade instalada, foi possível ajustar o nível de armazenamento final para um valor igual ao nível de armazenamento inicial garantindo que o sistema pode ser deplecionado e reenchido ao longo do ciclo de um ano, com um regime de afluências considerado baixo (90%) em relação à MLT
- Na simulação o nível mínimo de armazenamento foi de 159 GW mês, ou seja, em nenhum momento o reservatório equivalente fica seco. Isto também está mostrando que a adição de eólicas faz o reservatório equivalente deplecionar menos do que o histórico ocorrido que foi de 115 GW mês, no mesmo período.
- Na simulação o nível de armazenamento máximo foi de 249 GW mês mostrando que em nenhum momento ele ultrapassa a capacidade máxima de 269 GW mês desperdiçando energia por vertimento.

- A energia eólica disponível foi totalmente aproveitada. Esse aproveitamento total da eólica disponível está condicionado ao nível mínimo de geração hidráulica e térmica nos momentos em que ocorrem os picos de energia eólica. O não aproveitamento integral da eólica nestas ocasiões aconteceria se o limite mínimo de geração hidráulica tivesse sido atingido, não sendo mais possível reduzi-las para aproveitar a eólica disponível.

Neste ponto cabe tecer um comentário sobre o risco de não atendimento a carga na nova situação que se apresenta com a introdução da geração eólica em larga escala. Antes da introdução da geração eólica, este risco estava associado basicamente ao risco hidrológico, ou seja, risco de ocorrência de períodos hidrológicos críticos num horizonte de 5 anos à frente. As afluições correspondentes aos períodos hidrológicos, críticos ou não, são obtidas através da geração de séries sintéticas de afluições extraídas da MLT desde o ano de 1931. O número de alternativas de séries é explosivamente crescente em termos de carga de processamento de dados. Para uma referência de ordem de grandeza, em um estudo plurianual são usadas algo como 2000 séries sintéticas.

Nas simulações de energia (só de energia e não de potência) em sistemas hidrotérmicos clássicos, a longo prazo, com o programa NEWAVE, para um determinado nível de energia da carga, as capacidades de energia das usinas hidráulicas e das usinas térmicas do sistema brasileiro, são dimensionadas de tal modo que em apenas 5% das séries sintéticas de afluições seja necessário fazer algum tipo de racionamento de energia em relação ao nível de carga pré estabelecido. As séries que levam a racionamentos de energia representam as condições mais severas possíveis e altamente improváveis. Ao longo da operação do SIN, quando o nível de energia da carga começa a crescer mais do que o previsto nas simulações, ou quando as novas usinas começam a atrasar, o número de séries de afluição onde não é possível atender toda a energia da carga começa a aumentar. Conseqüentemente passa dos 5% tradicionais e o risco de racionamento de energia começa a aumentar.

A introdução de geração eólica em larga escala no SIN aumenta a energia e a potência da carga em 73%, praticamente sem aumentar a capacidade de armazenamento das hidráulicas e a capacidade das térmicas. Muito apropriadamente surge logo uma grande preocupação em relação ao risco de não atendimento a energia da carga. A princípio se diria que o risco vai aumentar muito. No entanto, analisando com mais calma, vai se verificar que pode não ser bem assim. Talvez até, o risco ao invés de aumentar possa de fato diminuir.

A análise deve partir da falta de dados históricos de disponibilidade de eólica por um período tão longo como são os dados de energia da MLT. Na ausência deste longo histórico sobre eólicas não é possível dar ao vento o mesmo tratamento estatístico adequado que é dado à água. Com os dados de vento disponíveis atualmente só é possível fazer inferências que pareçam razoáveis.

Atualmente uma inferência freqüente é considerar que a disponibilidade de eólica não varia tão fortemente de um ano para outro como pode ocorrer com a afluição hidráulica. Chega-se ao ponto de inferir que o vento possa ser tratado deterministicamente, pelo menos em termos de energias médias mensais.

Ao fazer esta inferência a disponibilidade de vento deixa de ser uma probabilidade e passa a ser uma certeza, tal com ocorre com a geração térmica e sendo assim a instalação de eólicas pode ser simulada no NEWAVE como uma

térmica fictícia junto com as 2000 series sintéticas de afluências. Nesta situação, na realidade o risco de déficit diminuiria porque o risco diminui à medida que se aumenta a base térmica!

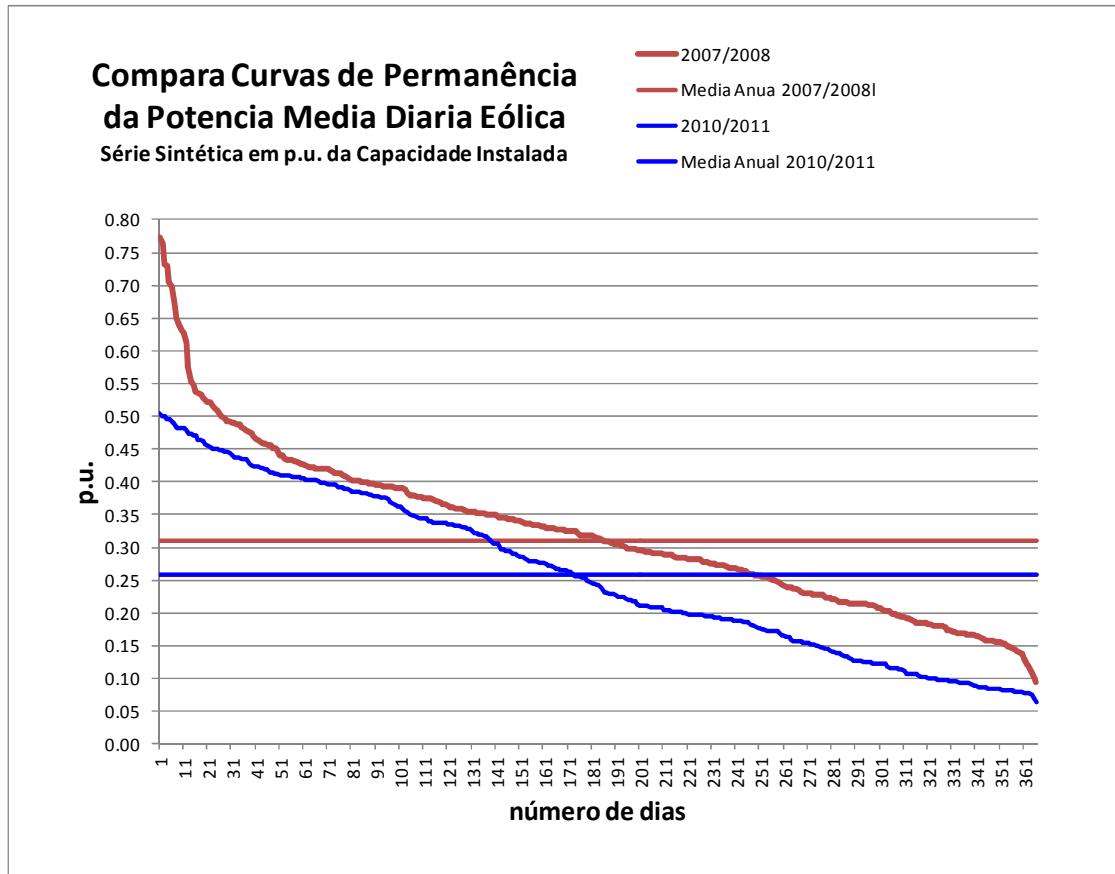


Figura 7.1.1-2 – Variação anual da disponibilidade eólica

A aproximação desta inferência pode ser avaliada na Figura 7.1.1-2 acima que compara as disponibilidades médias diárias com a média anual para os períodos (agosto a julho) 2007/2008 e 2010/2011. O período 2007/2008 pode ser considerado um ano de bons ventos, com uma média anual de 0,32 p.u. O período 2010/2011 pode ser considerado um ano de poucos ventos com uma média anual de 0,26 p.u. A relação $0,26/0,32 = 0,81$, aproximadamente 80%, (tal como os a afluência baixa escolhida como sendo de 80% da MLT) não parece sustentar a inferência de ventos com pequenas variações de um ano para outro! Ao contrário, mesmo com poucas séries históricas de vento, esta relação convida fortemente, em trabalhos futuros, a um tratamento estatístico da disponibilidade eólica, tal como é feito na parte hidrológica.

Não é objetivo deste trabalho medir o risco de déficit energético, e sim aceitar que ele já tenha sido estabelecido em um competente planejamento energético plurianual. Neste trabalho o que foi feito em relação a esse assunto foi escolher estrategicamente apenas duas séries de afluências médias diárias. A série denominada de afluência baixa corresponde a 80% da MLT. A série denominada de afluência crítica corresponde a 69% da MLT. Ambas são situações bem pessimistas em relação a disponibilidade de hidráulica, que se simuladas

repetidamente por 5 anos, sem eólicas em larga escala, se espera que levariam a riscos de déficit maiores que os 5% tradicionais.

Nestas duas situações pessimistas este trabalho mostra que é possível, não só em termos de energia, mas também em termos de potência, instalar os 140 GW de eólicas e ainda assim reencher adequadamente o reservatório equivalente, sem ter que racionar carga! Mais ainda, este trabalho, ao tratar da variabilidade da eólica dia a dia e na hora de ponta, permite dimensionar energia e também potência de ponta.

7.1.2. BALANÇO DE POTÊNCIA MÉDIA DIÁRIA

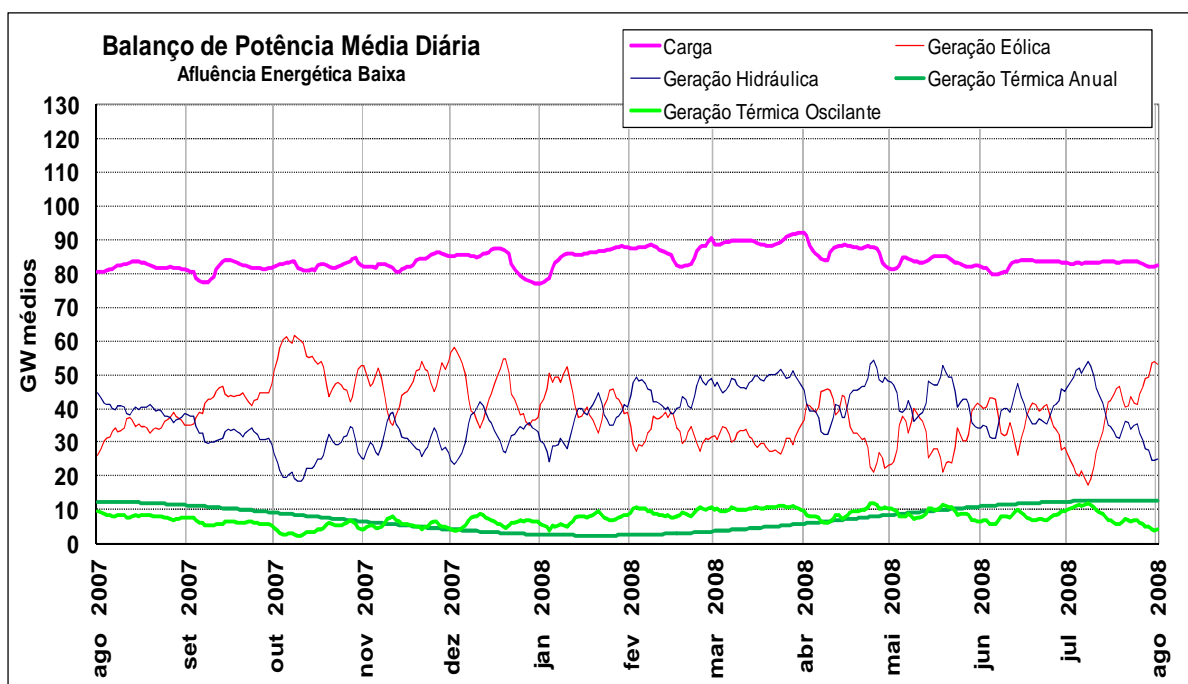


Figura 7.1.2-1 - Balanço de potência média diária para a afluência baixa

O balanço de potência média diária para a condição de afluência baixa, cujo resultado está na Figura 7.1.2-1, mostra a evolução diária da carga e das gerações hidráulicas, térmica e eólica, médias diárias.

A variabilidade da geração eólica mostrada na curva vermelha é compensada primeiramente pela geração hidráulica mostrada na curva azul escuro, e secundariamente pela geração térmica mostrada na curva verde claro. Quando a disponibilidade de geração eólica é alta, se observa que as gerações, hidráulica e térmica decrescem de maneira a fechar o balanço carga geração. Apesar da geração térmica também estar sendo variada para compensar a variabilidade eólica, o seu total anual é ajustado interativamente de tal forma que ele corresponda ao total anual que se originou da etapa de balanço de energia cujo resultado é mostrado na Figura 7.1.1-1.

Pesquisando no gráfico da Figura 7.1.2-1 se obtém os valores máximos e mínimos ocorridos bem como as respectivas datas tal com mostrado na Tabela 7.1.2-1 a seguir.

Tabela 7.1.2-1 Máximos e mínimos, potência média diária, afluência baixa

Média diária para	GW médios	em
Máxima eólica	61,39	08/10/2007
Mínima eólica	17,27	08/07/2008
Máxima hidro	54,35	25/04/2008
Mínima hidro	18,55	09/10/2007
Máxima térmica	12,08	25/04/2008
Mínima térmica	2,38	09/10/2007
Máxima carga	92,02	31/03/2008
Mínima carga	77,02	31/12/2007

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Tabela 7.1.2-2 Constantes usadas

Item	Valor
Carga: ponta/média	1,20
Reserva potência manutenção	10%
Reserva potência operação	10%
Térmica instalada 01/08/2007	15,89 GW
Ponta de carga 2008	64,01 GW
Hidro instalada SIN 1/8/2007	75,68 GW
YPU50 para Paraguai	-1,50 GW
Eólica 01/08/2007	0,20 GW

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

As constantes utilizadas na simulação estão apresentadas na Tabela 7.1.2-2. A relação carga de ponta X carga média é um valor típico adotado para o período de simulação. Ela que permite converter os dados de carga média diária em carga na hora da ponta.

Estimar a reserva de potência ainda é um assunto bastante dúbio. A reserva de potência para manutenção de usinas hidros e térmicas é um valor clássico usado em projeto de usinas em geral. Já a manutenção de usinas eólicas é em geral deixada

para ser feita nos períodos de baixos ventos e ficaria por conta da diferença entre o potencial efetivo de 143 GW e o potencial de 140 GW.

A reserva de potência para operação normalmente gira em torno de 6% da geração hidro e térmica, Neste trabalho foi arbitrariamente estimada em 10%, valor bem acima do normal, para permitir a inclusão de um erro de previsão de disponibilidade eólica na hora de ponta de carga.

O fornecimento da usina de Itaipu para o Paraguai foi assumido como sendo um valor razoavelmente grande, próximo do atual (ano de 2012) Este valor que vem sofrendo contínuas alterações de crescimento, nem sempre possíveis de serem previstos.

As capacidades instaladas de hidro, térmica e eólica são valores de cadastro efetivamente disponíveis no início do período de simulação.

Como resultados da simulação, as capacidades instaladas (CI) calculadas estão mostradas na Tabela 7.1.2-3 abaixo, onde a expressão “no futuro” significa o período 2007/2008 sem expansão de 140 GW de eólicas e “hoje” significa o 2007/2008 com a expansão de 140 GW de eólicas.

Tabela 7.1.2-3 Resultados da simulação, potência média diária com aflluência baixa

	Potência. média disponível hoje	Potência. média necessária no futuro	Acréscimos de Potência. Média
Capacidade armazenamento (GW mês)	269,02	269,02	0,00
CI potência média eólica (GW médio)	0,05	37,80	37,75
CI potência média hidro SIN+YPU50 (GW médio)	61,82	59,97	0,00
CI potência média térmica (GW médio)	15,89	13,09	0,00
CI total potência média p/geração (GW médio)	77,76	110,86	37,75
Carga média diária máxima (GW médio)	53,42	92,02	38,60
Relação CI geração / carga suprida	1,5	1,3	
Relação armazenamento / carga média suprida	5	3	
Inserção de energia Eólica (%)	0	46	

V180LEMTTérmicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

7.1.3. BALANÇO DE POTÊNCIA NA HORA DE PONTA

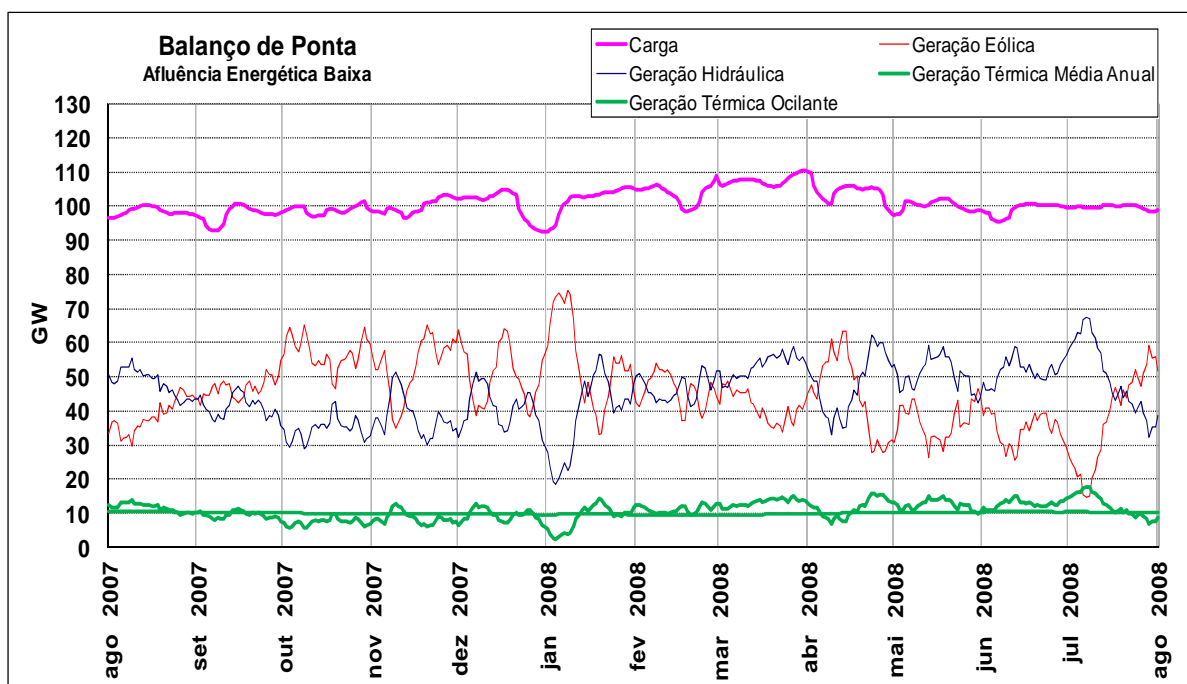


Figura 7.1.3-1 - Balanço de potência de pico para a condição de afluência baixa

O balanço de potência de pico é feito de forma similar ao balanço de potência média diária para a condição de afluência baixa. O resultado está mostrado na Figura 7.1.3-1. Pesquisando no gráfico se obtêm os valores máximos e mínimos ocorridos bem como as respectivas datas tal com mostrado na Tabela 7.1.3-1 a seguir.

Tabela 7.1.3-1 Máximos e mínimos na hora de ponta, afluência baixa

Na hora de ponta:	GW	em
Máxima eólica	75,30	08/01/2008
Mínima eólica	14,75	07/07/2008
Máxima hidro	67,23	07/07/2008
Mínima hidro	18,55	04/01/2008
Máxima térmica	17,61	07/07/2008
Mínima térmica	2,38	04/01/2008
Máxima carga	110,42	31/03/2008
Mínima carga	92,42	31/12/2007

V180LEMTTérmicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

A inserção eólica, dada pela relação geração de ponta eólica total / carga de ponta total suprida é calculada em 68%

As constantes para simulação de ponta são as mesmas apresentadas na Tabela 7.1.2-2 para a simulação de potência média diária.

Utilizando estas constantes se produzem os valores das capacidades instaladas, necessárias para a condição de afluência baixa conforme mostrado na Tabela 7.1.3-2.

Tabela 7.1.3-2 Resultados da simulação de ponta, afluência baixa

	Potência de Ponta disponível hoje	Potência de Ponta necessária no futuro	Acréscimos
Capacidade armazenamento (GW mês)	269,02	269,02	0,00
CI ponta eólica (GW)	0,20	140,00	139,80
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	74,18	85,93	11,74
CI ponta térmica (GW)	15,89	15,89	0
CI total ponta de geração (GW)	90,27	241,81	151,54
Ponta de carga máxima (GW)	64,01	110,42	46,32

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Com os dados da Tabela 7.1.3-2 se pode gerar os dados de análise da reserva de geração. Esses dados estão expostos na Tabela 7.1.3-3. A principal novidade é a introdução de uma reserva de geração para estabilizar a variabilidade das eólicas.

Tabela 7.1.3-3 Análise da reserva de geração, afluência baixa

	Potência disponível hoje	Potência necessária no futuro	Acréscimos
Reserva de geração tradicional (GW)	26,17	70,10	43,93
Reserva de geração tradicional (% CI geração)	29%	29%	0%
Reserva de geração p/variabilidade (GW)	0,00	61,29	61,29
Reserva de geração p/variabilidade (% CI geração)	0%	25%	25%
Reserva de geração total (GW)	26,17	131,39	105,22
Reserva de geração total (% da geração)	29%	54%	25%
Relação CI geração /ponta de carga suprida	1,4	2,2	

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

A reserva de geração merece um comentário mais aprofundado porque requer a consideração de um fato novo que não fazia parte da análise clássica de sistemas hidrotérmicos sem a presença significativa de eólicas. Na análise clássica a reserva de geração tradicional considerava três tipos de reservas:

- Reserva para operação do sistema de potência
- Reserva para manutenção das unidades geradoras
- Reserva para os períodos críticos da hidrologia.

Todas as reservas descritas acima são aceitas há longo tempo por todas as empresas de energia e por toda a comunidade técnica e científica. Os custos de manter essas reservas são rotineiramente incluídos nos orçamentos de todas as empresas e ninguém se surpreende mais com isto. Já se faz assim há tanto tempo que ninguém mais questiona muito. Se aceita que é assim, porque sempre foi assim, porque todos fazem assim, porque toda a comunidade científica já provou que tem que ser assim. Essa reserva de geração está sendo chamada de reserva clássica ou reserva tradicional. No sistema 2007/2008, sem eólicas, essa reserva é igual a 29% da capacidade instalada de geração. Essa porcentagem é mantida para o sistema acrescido de eólicas. É uma regra que embora pareça razoável necessita de discussão sobre a sua adequacidade e que vai ser deixada para trabalhos específicos a serem feitos no futuro.

Mas quando se introduz geração eólica no sistema surge um fato novo que merece um pouco de debate para poder ser aceito. O fato novo é o comando das eólicas. Até agora, todas as unidades geradoras clássicas instaladas nos sistemas tem a capacidade de fornecer energia e potência no momento em que o consumidor demandar. Quem comanda a geração é em última análise o consumidor. Ele pede mais energia, a unidade geradora aumenta a sua geração e atende o consumidor. Ele pede menos energia, a unidade geradora diminui a sua geração e atende o consumidor.

Com as eólicas as coisas não funcionam assim. O consumidor não comanda a geração das eólicas. Quem comanda a geração das eólicas é o vento, não é o consumidor. Se há vento, as eólicas geram. Se não há vento as eólicas param de gerar. Tudo isso ocorre independente da vontade do consumidor. As eólicas geram mesmo que o consumidor não esteja precisando da sua energia naquele momento. As eólicas param de gerar mesmo que naquele momento o consumidor esteja mais precisando de energia.

Um sistema puramente eólico, sem qualquer outra fonte de energia seria bizarro para o consumidor. Em determinado momento um consumidor está exercendo as suas atividades rotineiras e usando a energia elétrica que necessita. De repente a luz se apaga. Por quê? Porque acabou o vento e as eólicas pararam de gerar. O consumidor, pacientemente fica no escuro durante muitos minutos, esperando que o vento volte e a luz volte e ele possa retomar as suas atividades. Em outro momento o consumidor já terminou as suas atividades e não precisa mais de luz. Mais é aí que o vento retorna e as eólicas estão prontas para gerar uma energia que o consumidor não precisa, não quer, e não vai consumir.

Um sistema de geração tem de produzir o seu produto, no caso energia elétrica, com as seguintes qualidades demandadas pelo consumidor:

- Frequência correta, e isto as eólicas fazem.
- Tensão correta, e isto as eólica fazem.
- Energia em abundância, e isto as eólicas podem fazer.

- A um preço aceitável, e isto as eólicas estão começando a fazer.
- Com a confiabilidade adequada, e isto as eólica fazem.
- Com poucos impactos para o meio ambiente, e isto as eólicas fazem,
- Acessível para ser consumido quando o consumidor demandar, e isto as eólicas definitivamente não fazem! As eólicas são comandadas pelo vento, não são comandadas pelo consumidor. O vento não é constante, tem uma variabilidade enorme. Às vezes tem vento e às vezes não tem. Depende do clima, não depende do consumidor. O vento não é como a água, o vento não pode ser armazenado para ser usado mais tarde quando o consumidor demandar.

Se as eólicas sozinhas definitivamente não podem produzir um produto para ser consumido quando o consumidor demandar, então se pode afirmar que as eólicas sozinhas, não são capazes de produzir um produto acabado, pronto para o consumidor utilizar. O produto das eólicas sozinhas é inútil para o consumidor, é desnecessário, não precisa ser produzido. O que está sendo feito nesta tese é propor consorciar eólicas com hidráulicas [68] para que as hidráulicas dêem o acabamento necessário ao produto das eólicas sozinhas.

São as hidráulicas que vão receber o produto inacabado das eólicas sozinhas, darem a ele uma espécie de acabamento, estabilizando a sua variabilidade e tornando o produto ideal para o consumidor. Em conceito a idéia é muito simples. Quando há vento o consorcio hidro eólico pára as suas hidráulicas, armazena a sua preciosa água e entrega ao consumidor a energia fabricada pelas eólicas. Quando o vento pára, o consórcio hidro eólico aciona as suas hidráulicas, gasta a sua água armazenada e entrega para o consumidor energia fabricada nas suas hidráulicas. O consumidor é sempre atendido. Quando ele consome energia, não sabe se ela foi produzida pelas eólicas ou pelas hidráulicas ou por ambas. Quando ele não precisa mais de energia, são as hidráulicas que reduzem a sua produção, guardam a sua água para mais tarde poder produzir a energia que o consumidor vier a demandar, quer seja usando suas hidráulicas, quer seja usando a produção das eólicas, caso haja vento.

Para dar este acabamento ao produto das eólicas, o consórcio hidro eólico precisa de uma reserva de potência, que nos padrões dos sistemas de potência tradicionais faz com que a reserva total se torne quase o dobro, passa de 29% para 54% da capacidade instalada de potência, aumentando 25%. Vamos chamar essa nova reserva de:

Reserva necessária para estabilizar a variabilidade das eólicas, que corresponde a 25% da capacidade instalada de geração

Isto tem um custo (alto), como toda a reserva tradicional também tem um custo. No entanto estes custos não podem ser analisados isoladamente, não se pode comparar custo da reserva em sistemas tradicionais e em um consórcio hidro eólico. Nos sistemas tradicionais não havia a necessidade de estabilizar a variabilidade das eólicas.

O custo que tem que ser comparado é o custo final do produto deste consórcio hidro eólico. Nos capítulos seguintes vai ser mostrado que este custo é praticamente o mesmo. O custo do produto do sistema hidro eólico não muda. Com o sistema hidro

eólico o consumidor ganha o acesso a imensa abundância da energia eólica. O consumidor ganha o acesso a uma fonte de energia considerada como sendo limpa.

Pode-se concluir, dizendo:

“Não é o valor da reserva que é determinante para decidir se a eólica é viável ou não. O que é importante é o preço do produto final, MWh. Quando se implanta eólica, o preço do produto final continua sendo o mesmo, não muda, e os ganhos para o consumidor são muitos.”

7.2. ESTUDO DO SIN PARA UM ANO DE AFLUÊNCIA HIDRÁULICA CRÍTICA

Este estudo pretende mostrar o efeito de adicionar 140 GW de eólicas junto com a ocorrência de um período de afluência muito baixa, assumida como sendo 70% da afluência histórica ocorrida durante o mesmo período.

Esse período de afluência baixa pretende representar o primeiro ano do período mais seco que já ocorreu no sistema brasileiro conhecido como período crítico [8], que numa versão mais conservadora, se iniciou em 1949 e terminou em 1956, durando, portanto sete anos. O “período crítico” pressupõe uma ocorrência de 5 a 7 anos secos sucessivos, onde mesmo colocando todas as térmicas gerando na base, a afluência é tão baixa que em nenhum ano se consegue reencher o reservatório equivalente, de tal maneira que, ao final do período crítico, o reservatório equivalente está vazio.

7.2.1. BALANÇO DE ENERGIA ANUAL

Nesta simulação se considera a afluência de um primeiro ano de período crítico (Figura 7.2.1-2). Adicionando 140 GW de eólicas, e partindo de um armazenamento de 215 GW mês, ao final do primeiro ano o armazenamento decresce 30 GW mês, chegando a 185 GW mês. Repetindo para os anos seguintes este decréscimo anual de 30 GW, num cálculo linearizado, o sistema estaria seco ao final de 7 anos, com 5 GW mês armazenados.

A quantidade de aumento da carga suprida, igual a 73% foi obtida da simulação para afluência baixa, feita anteriormente. Os parâmetros para a simulação do período crítico são os mesmos mostrados na Tabela 7.1.1-1

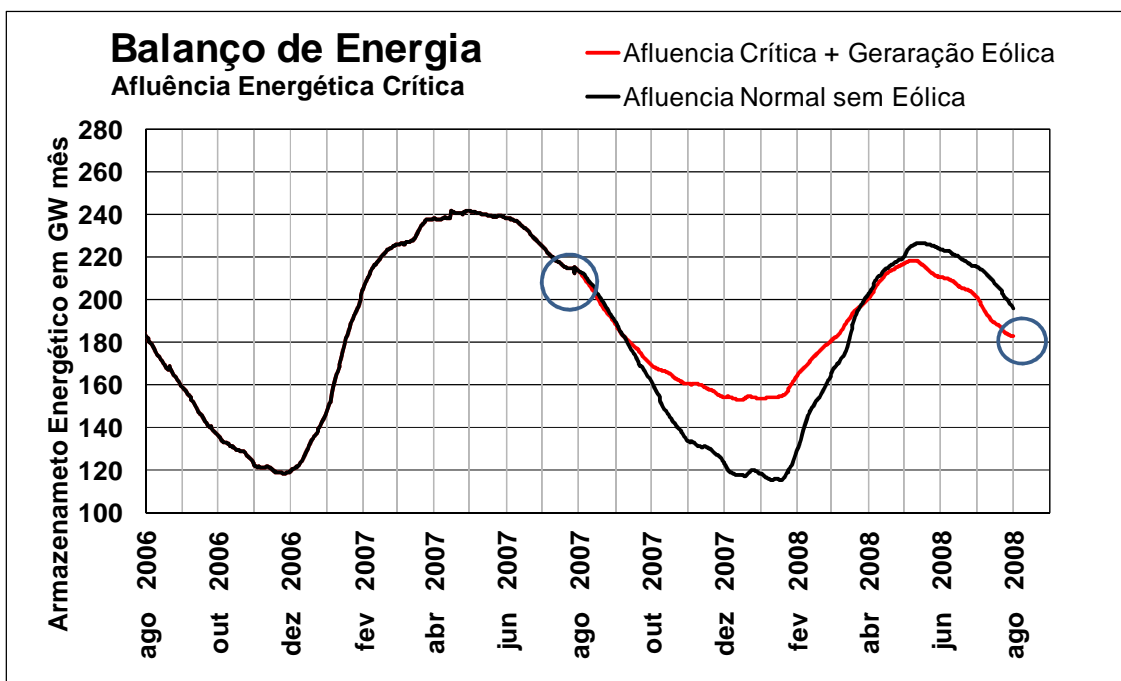


Figura 7.2.1-1 - Balanço de energia no SIN com afluência crítica

No balanço de energia do SIN (Figura 7.2.1-1) o nível inicial de 215 GW mês meta de armazenamento não pode mais ser atingido no final da simulação. Ao contrário, para simular o primeiro ano do período crítico o reservatório equivalente resulta deplecionado atingindo apenas o nível de 185 GW mês, como consequência da afluência crítica.

Tabela 7.2.1-1 Variáveis de controle para o balanço com afluência crítica

Valor	Descrição
-373	Atraso em dias na repetição afluência ano anterior
73,0%	Crescimento carga (base ano anterior)
78%	Fator de redução da afluência
65.0%	Geração térmica convencional e nuclear
15%	Geração térmica mínima
0%	Intercambio internacional (+ sai do SIN)
140	Acréscimo de geração eólica distribuída, em GW

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

A Tabela 7.2.1-1 mostra as variáveis de controle usadas para a simulação do balanço de energia com afluência crítica. O significado de cada uma de suas variáveis é o mesmo que já foi descrito para a Tabela 7.1.1-2. Os valores mudam um pouco.

Para simulação da afluência crítica, as duas modificações marcantes ocorrem no fator de redução da afluência e geração térmica convencional e nuclear.

A ocorrência de um período crítico pressupõe a ocorrência de afluições da ordem de 70% da MLT em termos de média anual. A afluição ocorrida no período 2007/2008 usado na simulação conforme foi mostrado na Figura 7.1-1, corresponde a 90% da MLT.

O regime de afluições, usando os dados do NEWAVE disponibilizados no site do ONS, corresponde à média das afluições no SE no período crítico incluindo os anos de 1949 a 1955 que é de 69,98% da MLT, ou aproximadamente 70%, (Figura 7.2.1-2) e que será tomado como sendo válido para todo o SIN. A base de simulação é a série afluição no SIN no período 2007/2008 que é de 90% da MLT. O fator de redução da afluição 2007/2008 para simular o período crítico foi, portanto adotado como sendo 90% de 69,98% = 77,75% ou aproximadamente 78%

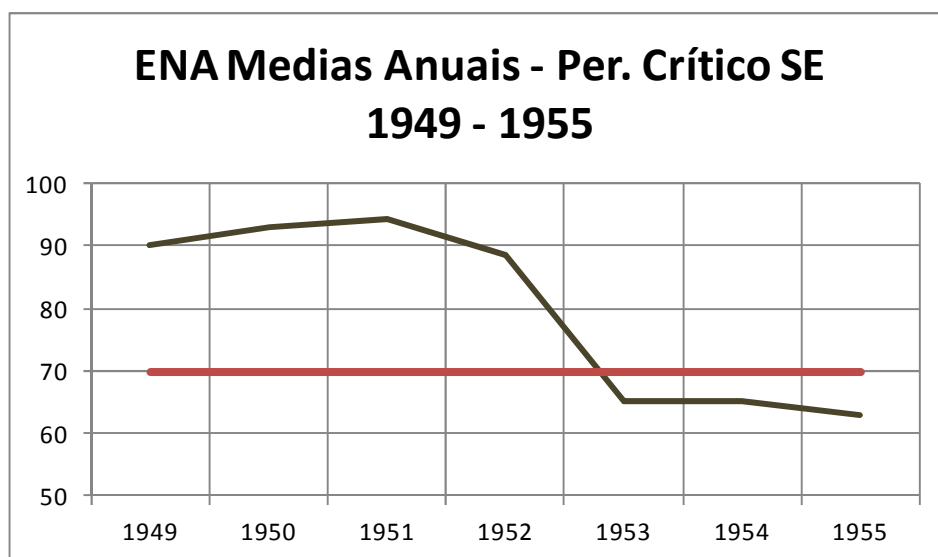


Figura 7.2.1-2 – Período crítico no SE assumido = SIN

Além da ocorrência de afluições extremamente baixas, a simulação de um período crítico pressupõe que as térmicas sejam colocadas no máximo. A princípio este máximo seria admitido como sendo 90% da capacidade instalada, levando em conta que os restantes 10% correspondem à capacidade instalada em manutenção. No entanto, considerando que se pretende usar a capacidade de geração de ponta das térmicas para equilibrar a variabilidade das eólicas, este máximo tem que ser um pouco mais reduzido, como se poderá verificar nos resultados a seguir.

Tabela 7.2.1-2 Resultado do balanço de energia com afluência crítica

	Ocorrido no período 2007/2008	Simulado com 140 GW eólica
Capacidade de armazenamento (GW mês)	269	269
Nível de armazenamento inicial (GW mês)	215	215
Nível de armazenamento final(GW mês)	200	183
Nível de armazenamento máximo (GW mês)	225	220
Nível de armazenamento mínimo (GW mês)	115	153
Crescimento da carga em relação a referencia	0%	73%
CI de geração eólica (GW)	0	140
Geração térmica em % da CI de térmicas	33%	65%

V180LEMTTérmicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Nesta Tabela 7.2.1-2 se observa que:

- Para um período crítico, com um crescimento da carga de 73% e uma geração térmica de 65% da capacidade instalada, foi possível ajustar o nível de armazenamento final para um valor de 183 GW mês. Este valor corresponde a um deplecionamento de 32 GW mês em um ano, indicando que em 7 anos o reservatório estaria vazio, que corresponde à hipótese de um período crítico. Na simulação o nível mínimo de armazenamento foi de 153 GW mês, ou seja, em nenhum momento o reservatório equivalente fica seco. Isto também está mostrando que a adição de eólicas faz o reservatório equivalente em períodos críticos se deplecionar menos do que o histórico ocorrido que foi de 115 GW mês.
- Na simulação o nível de armazenamento máximo foi de 220 GW mês e termina em 183 GW mês o que corresponde à hipótese do período crítico onde o reservatório equivalente não se reenche mais, por uma sucessão de 5 a 7 anos, mesmo gerando toda a capacidade instalada de térmica.
- Como desejado a complementação com geração térmica ficou em 65% da capacidade térmica instalada, bem abaixo do limite usual de 90%.

7.2.2. BALANÇO DE POTÊNCIA MÉDIA DIÁRIA

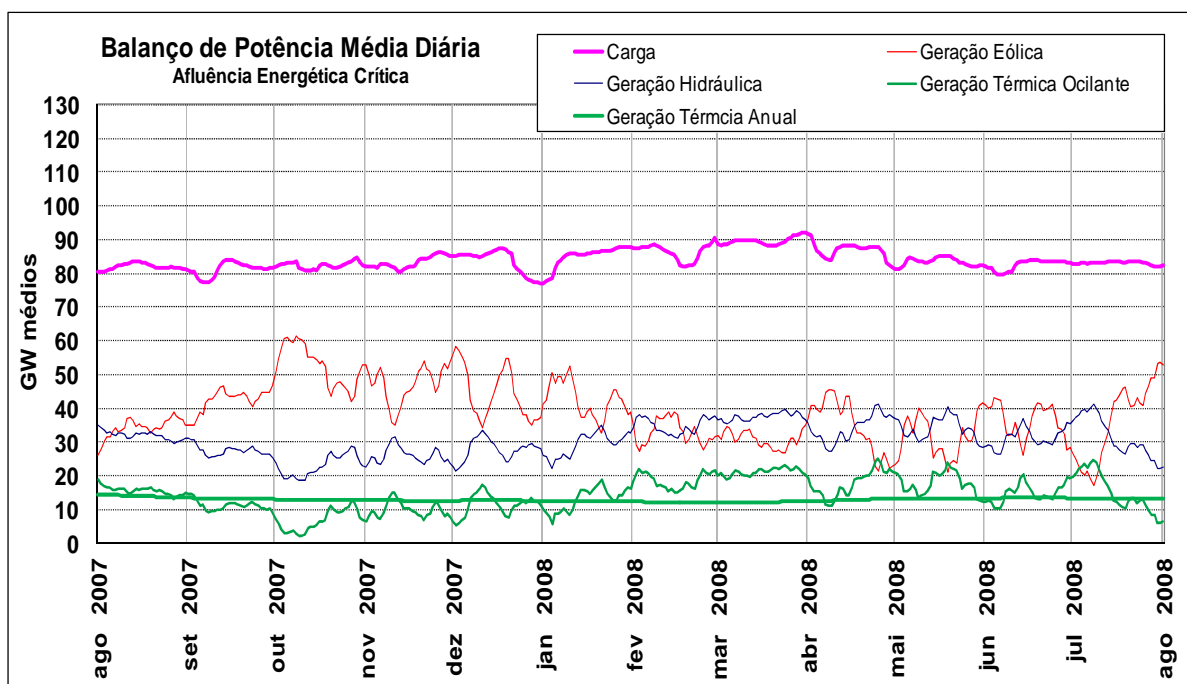


Figura 7.2.2-1 - Balanço de potência média diária para a afluência crítica

O balanço de potência média diária para a condição de afluência crítica, cujo resultado está na Figura 7.2.2-1, mostra a evolução diária da carga e das gerações hidráulicas, térmica e eólica, médias diárias. Os comentários sobre a variabilidade feitos para condição de afluência baixa também se aplicam para a condição de afluência crítica.

Comparando o balanço para afluência crítica com o balanço para a afluência baixa se pode perceber que:

- A carga e a geração eólica são as mesmas em ambas as condições de afluência
- A geração hidráulica na condição de afluência crítica decresce como era de se esperar
- A geração térmica na condição de afluência crítica aumenta para compensar o decréscimo da geração hidráulica

Pesquisando no gráfico da Figura 7.2.2-1 se obtém os valores máximos e mínimos ocorridos bem como as respectivas datas tal como mostrado na Tabela 7.2.2-1 a seguir.

Tabela 7.2.2-1 Máximos e mínimos potência média diária, afluência crítica

Média Diária para	GW médios	Em
Máxima eólica	61,39	08/10/2007
Mínima eólica	17,27	08/07/2008
Máxima hidro	41,40	25/04/2008
Mínima hidro	18,55	09/10/2007
Máxima térmica	25,03	25/04/2008
Mínima térmica	2,38	09/10/2007
Máxima carga	92,02	31/03/2008
Mínima carga	77,02	31/12/2007

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

As constantes apresentadas na Tabela 7.1.2-2 continuam válidas para o caso de afluência crítica.

Como resultados da simulação as capacidades instaladas (CI) calculadas são mostradas na Tabela 7.2.2-2 abaixo.

Tabela 7.2.2-2 Simulação de potência média diária com afluência crítica

	Potência. média disponível hoje	Potência. média necessária no futuro	Acréscimos de Potência. Media
Capacidade armazenamento (GW mês)	269,02	269,02	0,00
CI potência média eólica (GW médio)	0,05	37,80	37,75
CI potência média hidro SIN+YPU50 (GW médio)	61,82	54,08	0,00
CI potência média térmica (GW médio)	15,89	18,98	3,10
CI total potência média p/geração (GW médio)	77,76	110,86	40,84
Carga média diária máxima (GW médio)	53,42	92,02	38,60
Relação CI geração / carga suprida	1,5	1,2	
Relação armazenamento / carga média suprida	5	3	
Inserção de energia Eólica (%)	0	46%	

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

7.2.3. BALANÇO DE POTÊNCIA NA HORA DE PONTA

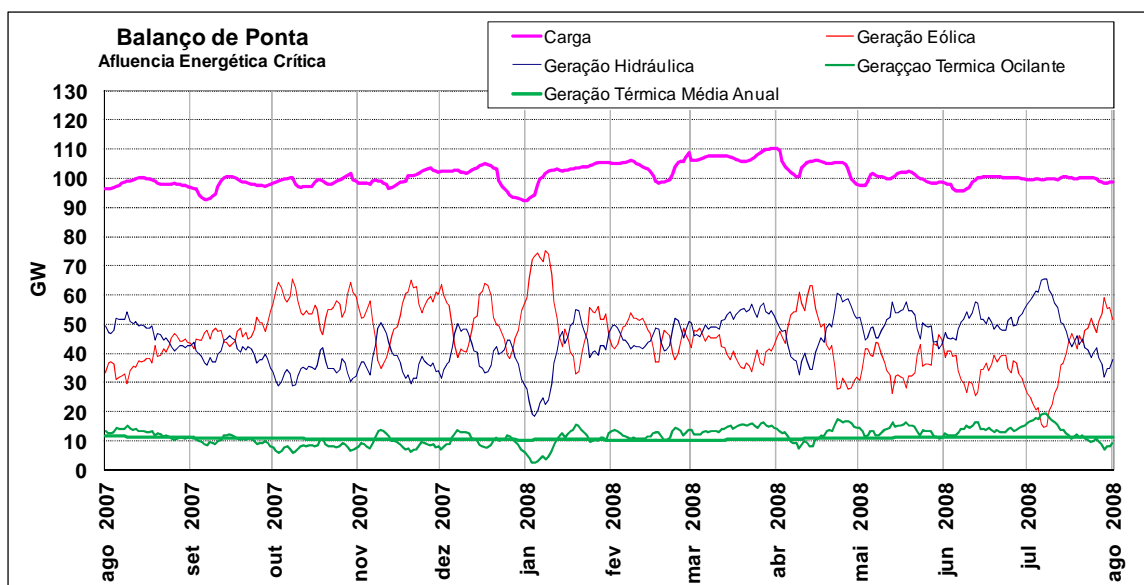


Figura 7.2.3-1 - Balanço de potência de pico para a condição de afluência crítica

O balanço de potência de pico é feito de forma similar ao balanço de potência média diária para a condição de afluência crítica. O resultado está mostrado na Figura 7.2.3-1.

Pesquisando no gráfico da Figura 7.2.3-1 se obtém os valores máximos e mínimos ocorridos bem como as respectivas datas tal com mostrado na Tabela 7.2.3-1 a seguir.

Tabela 7.2.3-1 Máximos e mínimos na hora de ponta, afluência crítica

Na hora de ponta:	GW	Em
Máxima eólica	75,30	08/01/2008
Mínima eólica	14,75	07/07/2008
Máxima hidro	65,62	07/07/2008
Mínima hidro	18,55	04/01/2008
Máxima térmica	19,22	07/07/2008
Mínima térmica	2,38	04/01/2008
Máxima carga	110,42	31/03/2008
Mínima carga	92,42	31/12/2007

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

A inserção eólica, dada pela relação geração de ponta eólica total / carga de ponta total suprida é calculada em 68%

As constantes são as mesmas apresentadas na Tabela 7.1.2-2 para a simulação de potência média diária. Utilizando as constantes do cálculo das reservas de potência para manutenção e para operação, produzem-se os valores das capacidades instaladas, necessárias para a condição de afluência crítica conforme mostrado na Tabela 7.2.3-2 abaixo.

Tabela 7.2.3-2 Resultados da simulação de ponta, afluência crítica

	Potência de Ponta disponível hoje	Potência de Ponta necessária no futuro	Acréscimos de Potência de Ponta
Capacidade armazenamento (GW mês)	269,02	269,02	0,00
CI ponta eólica (GW)	0,20	140,00	139,80
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	74,18	82,83	8,64
CI ponta térmica (GW)	15,89	18,99	3,10
CI total ponta de geração (GW)	90,27	241,81	151,54
Ponta de carga máxima (GW)	64,01	110,42	46,32

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

Com os dados da Tabela 7.2.3-2 se pode gerar os dados para análise da reserva de geração Tabela 7.2.3-3 O resultado da análise é igual ao obtido para o estudo de simulação da afluência baixa, constante da Tabela 7.1.3-3.

Tabela 7.2.3-3 Análise da reserva de geração, afluência crítica

	Potência disponível hoje	Potência necessária no futuro	Acréscimos
Reserva de geração tradicional (GW)	26,17	70,10	43,93
Reserva de geração tradicional (% CI geração)	29%	29%	0%
Reserva de geração p/variabilidade (GW)	0,00	61,29	61,29
Reserva de geração p/variabilidade (% CI geração)	0%	25%	25%
Reserva de geração total (GW)	26,17	131,39	105,22
Reserva de geração total (% da geração)	29%	54%	25%
Relação CI geração /ponta de carga suprida	1,4	2,2	

V180LEMTTermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

7.3. CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS DOS ESTUDOS DE ENERGIA DO SIN

A consolidação foi feita basicamente encontrando os maiores valores de geração necessária obtidos nos estudos de simulação com afluências baixas e afluências

críticas. Analisando os resultados dos dois estudos, resumidos Tabela 7.3-1 as constatações mais interessantes são:

- A instalação de 140 GW de geração eólica equivale a uma inserção eólica de 46% em termos de energia
- A ponta de carga suprida pode crescer de 64 GW para 110 GW.
- É necessária a adição de 12 GW de hidráulicas a fio d'água que foram dimensionados pelo estudo de ponta para afluência baixa.
- É necessária a adição de 3 GW de novas térmicas para fins de atendimento à ponta de carga., que foram dimensionados pelo estudo de ponta para afluências críticas
- Não é necessário aumentar a capacidade de armazenamento hidráulico.

Tabela 7.3-1 Resultados consolidados dos estudos de afluência baixa e crítica

	Sistema Atual	Adicionando Eólica	Adições Necessárias
Capacidade armazenamento (GW mês)	269	269	0
CI ponta eólica (GW)	~0	140	140
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	74	86	12
CI ponta térmica (GW)	16	19	3
CI total ponta de geração (GW)	90	245	155
Ponta de carga máxima (GW)	64	110	46
Inserção Eólica [%]	0	46	
Reserva de potência total (%)	29%	55%	26%

V180LEMTTtermicaFixaFlutuaTrabalhoTese.xlsx

A necessidade de adição de geração térmica advém do critério de dimensionar o sistema brasileiro para ser capaz de atender a totalidade da carga durante o período crítico sem fazer racionamento de energia. Essas usinas térmicas serão raramente usadas: somente no período crítico, que é muito infreqüente.

Para poder aproveitar ao máximo a energia eólica disponível além das hidráulicas, é necessário usar as térmicas para compensar a variabilidade das eólicas. Para isto as térmicas adicionadas devem ter a capacidade de seguir carga para compensar a variabilidade da eólica.

7.4. ESTIMATIVA DA EXPANSÃO HIDROTÉRMICA CLÁSSICA DO SIN

A previsão de capacidade de aumento de carga com a expansão eólica foi de 73%. Para uma estimativa expedita de expansão do SIN usando a alternativa clássica de expansão através de novas hidráulicas e novas térmicas, sem implantação de eólicas a metodologia empregada foi a de aumentar em 73% todas as capacidades instaladas existentes no período de estudo, 2007/2008.

Tabela 7.4-1 Expansão hidrotérmica clássica do SIN

E O SIN PASSA	DE	PARA
CI ponta eólica (GW)	0,20	0,20
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	74,18	74,18
CI de ponta hidro (novas usinas)	0,00	53,79
CI ponta térmica (GW)	15,89	27,41
CI total ponta de geração (GW)	90,27	155,58
Capacidade de Armaz. Hidráulico (GW mês)	269,02	464,08
Ponta de carga máxima (GW)	64,01	110,42
Crescimento da Ponta de Carga		73%
Reserva de potência total (%)	29%	29%
Relação CI geração / carga suprida	1,4	1,4
Relação armazenamento carga suprida	4,2	4,2

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

A Tabela 7.4-1 apresenta os resultados desta estimativa expedita de expansão. Nesta opção destacam-se os seguintes aspectos:

- A capacidade instalada de geração hidráulica tem que ser ampliada em 53,97 GW
- A capacidade instalada de geração térmica tem que ser ampliada em 27,41- 15,89 = 11,52 GW mês
- A capacidade de armazenamento tem que ser aumentada de 464,08 – 269,02 = 195,6GW mês.
- A reserva de potência total se mantém em 29% da capacidade de geração instalada, mas tem um aumento de 45,16 – 26,26 = 18,90 GW

7.5. ESTUDO DE CADA REGIÃO DO SIN PARA UM ANO DE AFLUÊNCIA HIDRÁULICA BAIXA

O estudo por região tem como objetivo principal dar uma idéia qualitativa da variação do intercâmbio líquido de cada região e com isto obter uma primeira visão qualitativa das necessidades de expansão do sistema de transmissão entre as regiões. O crescimento da carga igual a 73% é a referência para avaliar o crescimento do intercâmbio líquido. Crescimentos de intercâmbio líquido muito acima deste valor indicam que se está gerando em uma região para alimentar a carga em outra região, impactando assim o sistema de transmissão.

7.5.1. REGIÃO NORTE

O estudo foi feito com os seguintes dados:

Capacidade do reservatório equivalente = 12,42 GW mês

CI hidro = 8,48 GW

CI térmica = 0

Potencial eólico = 12,80 GW

Fator de perdas na ENA = 2,5 %

Fator de perdas na EA = 0,11 %

Térmica = 0

Hidráulica mínima = 25 %

Limite de uso da capacidade instalada de hidro = 80%

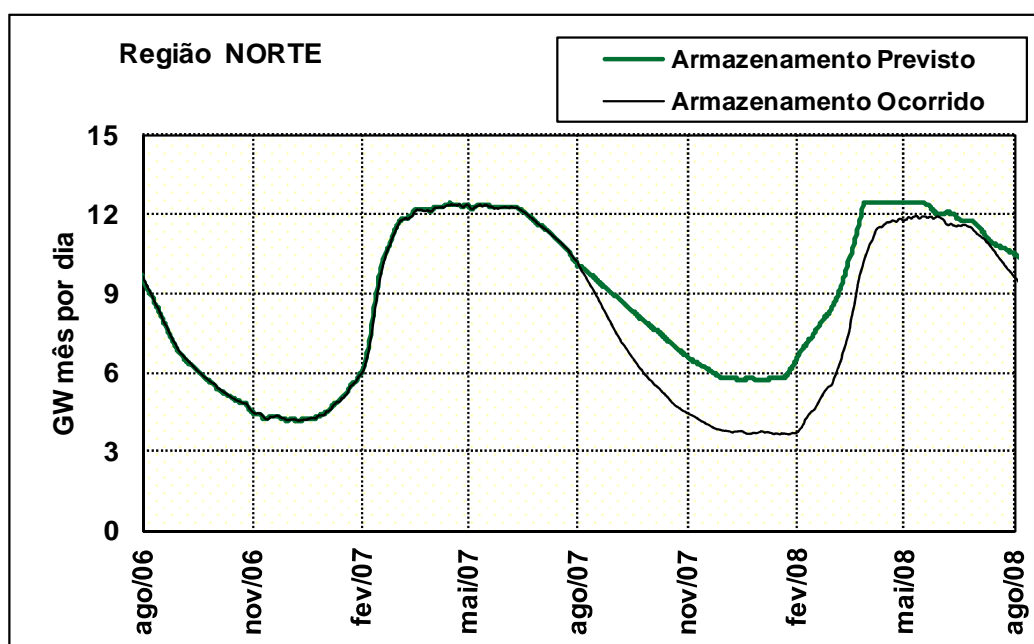


Figura 7.5.1-1 – Balanço de energia na Região Norte com aflluência baixa

Na Figura 7.5.1-1 a curva verde indica o armazenamento previsto que representa o sistema simulado com o acréscimo proporcional de eólicas. O armazenamento da região Norte se inicia em 10,1 GW mês em 01/08/2007 e termina em 10,8 GW mês mostrando que nas condições estudadas o sistema é deplecionado e reenchido em um ano. O trecho plano desta curva, compreendido entre 27/03/2008

e 07/05/2008, indica que o armazenamento atingiu o máximo e ocorreu um pequeno vertimento, da ordem de 0,2 GWmês/dia durante o mês de maio.

O trecho compreendido entre agosto de 2007 e junho de 2008 mostra a curva simulada acima da curva ocorrida, como consequência do efeito de complementaridade da disponibilidade eólica em relação à afluência hidro energética. Este fato sugere que a complementaridade eólica faz com que ele passe a ser menos deplecionado no período seco.

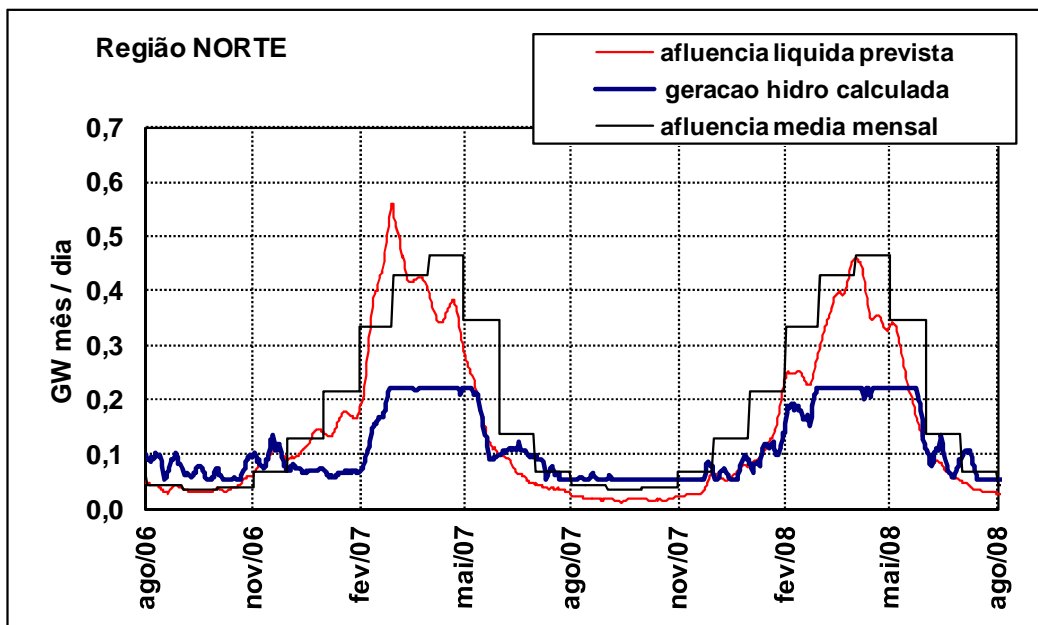


Figura 7.5.1-2 – Despacho de hidráulica Região Norte proporcional a afluência

Na Figura 7.5.1-2 a curva vermelha mostra a previsão de afluência líquida em valor diário usada para o estudo. A curva preta mostra a sua equivalente e em valor médio mensal para um histórico de 10 anos disponível no banco de dados. Comparando estas duas curvas pode-se depreender que o valor diário é o adequado para simular o efeito da variabilidade conjunta das hidráulicas em relação às eólicas.

A curva azul escuro representa o despacho médio diário da geração hidrelétrica calculado pelo rateio da afluência total do SIN em relação a afluência da região Norte. Os trechos planos desta curva indicam que o despacho atingiu o mínimo ou o máximo admitido nos dados de entrada.

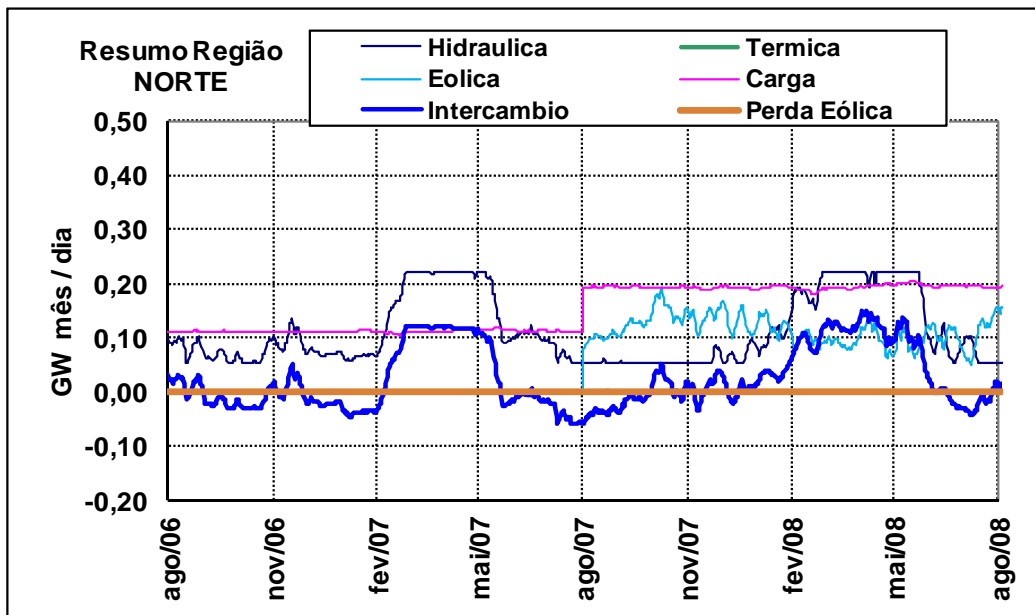


Figura 7.5.1-3 – Intercâmbio líquido e resumo da Região Norte

A Figura 7.5.1-3 mostra um resumo das principais grandezas da região Norte. A principal informação está na curva azul médio com a evolução dia a dia do intercâmbio líquido desta região com o restante do SIN. Analisando os dados desta curva se verifica que no ano simulado o maior valor de intercâmbio é de 0,14838 GW mês/dia ou 4,52848 GW médios, saindo da Região Norte.

No ano anterior, com o mesmo critério de despacho o intercâmbio foi de 0,12259 GW mês/dia ou 3,73897 GW médios, saindo da região Norte, indicando a necessidade de um acréscimo de 21% na capacidade de intercâmbio líquido.

Na Figura 7.5.1-3 a curva marrom claro indica não haver perda eólica na região Norte. A geração térmica também é nula e a sua curva não aparece no gráfico porque foi superposta pela curva das perdas eólicas.

7.5.2. REGIÃO NORDESTE

O estudo foi feito com os seguintes dados:

Capacidade do reservatório equivalente = 51,69 GW mês

CI hidro = 10,06 GW

CI térmica = 1,89 GW

Potencial eólico = 75,00 GW

Fator de perdas na ENA = 2,5 %

Fator de perdas na EA = 0,11 %

Térmica = 47 %

Hidráulica mínima = 25 %

Limite de uso da capacidade instalada de hidro = 87%

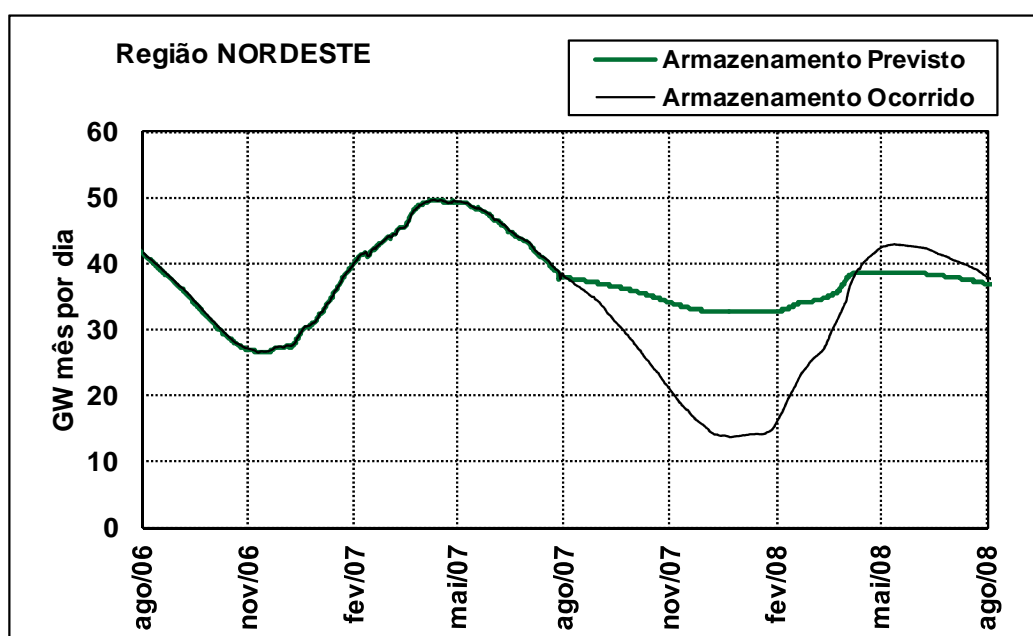


Figura 7.5.2-1 – Balanço de energia na Região Nordeste com afluência baixa

Na Figura 7.5.2-1 a curva verde indica o armazenamento previsto que representa o sistema simulado com o acréscimo proporcional de eólicas. O armazenamento da região Nordeste se inicia em 37,8 GW mês em 01/08/2007 e termina em 37,0 GW mês mostrando que nas condições estudadas o sistema é deplecionado e reenchido em um ano. Não ocorrem vertimentos.

O trecho compreendido entre agosto de 2007 e abril de 2008 mostra a curva simulada muito acima da curva ocorrida, como consequência do efeito de complementaridade da disponibilidade eólica em relação afluência hidro energética. Este fato sugere que a complementaridade eólica é tão grande, que torna a capacidade do reservatório equivalente do Nordeste superdimensionada para as suas necessidades de tal forma que ele quase não é deplecionado no período seco.

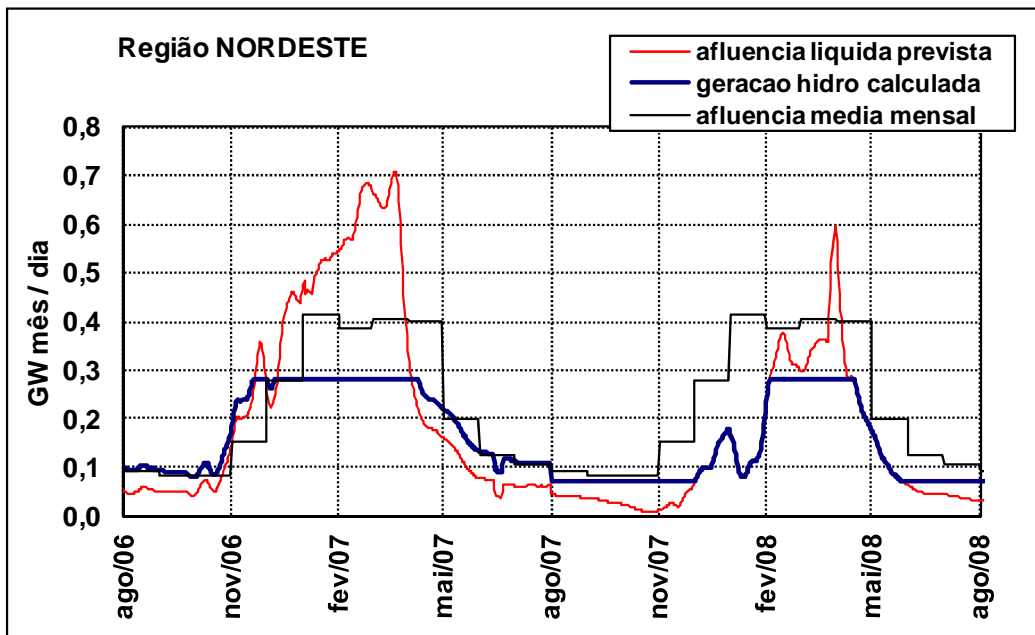


Figura 7.5.2-2 - Despacho de hidráulica, Região Nordeste proporcional a afluência

Na Figura 7.5.2-2 a curva vermelha e mostra a previsão de afluência líquida em valor diário usada para o estudo. A curva preta mostra a sua equivalente e em valor médio mensal para um histórico de 10 anos disponível no banco de dados. Comparando estas duas curvas se pode depreender que o valor diário é o adequado para simular o efeito da variabilidade conjunta das hidráulicas em relação às eólicas. A curva azul escuro representa o despacho médio diário da geração hidráulica calculado pelo rateio da afluência total do SIN em relação a afluência da região Nordeste. Os trechos planos desta curva indicam que o despacho atingiu o mínimo ou o máximo admitido nos dados de entrada.

A Figura 7.5.2-3 a seguir, mostra um resumo das principais grandezas da região Nordeste. A principal informação está na curva azul médio com a evolução dia a dia do intercambio líquido desta região com o restante do SIN. Analisando os dados desta curva se verifica que no ano simulado o maior valor de intercâmbio é de 0,68738 GW mês/dia ou 20,97 GW médios, saindo da Região Nordeste.

No ano anterior, com o mesmo critério de despacho, o intercambio máximo teria sido de 0,10670 GW mês/dia ou 3,25 GW médios, indicando a necessidade de um acréscimo de 544 % na capacidade de intercambio líquido.

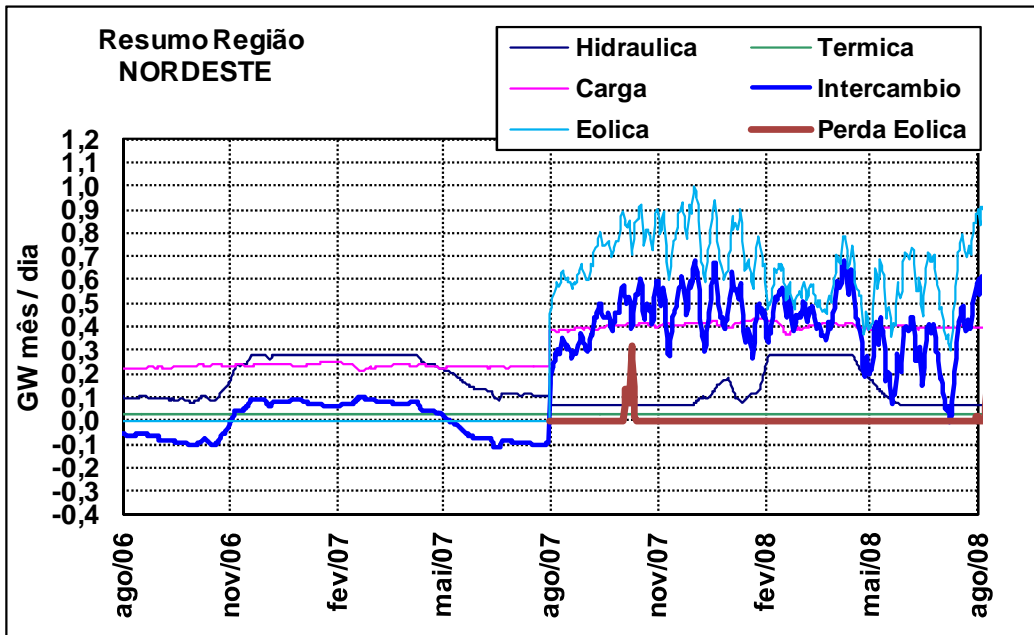


Figura 7.5.2-3 – Intercambio líquido e resumo da Região Nordeste

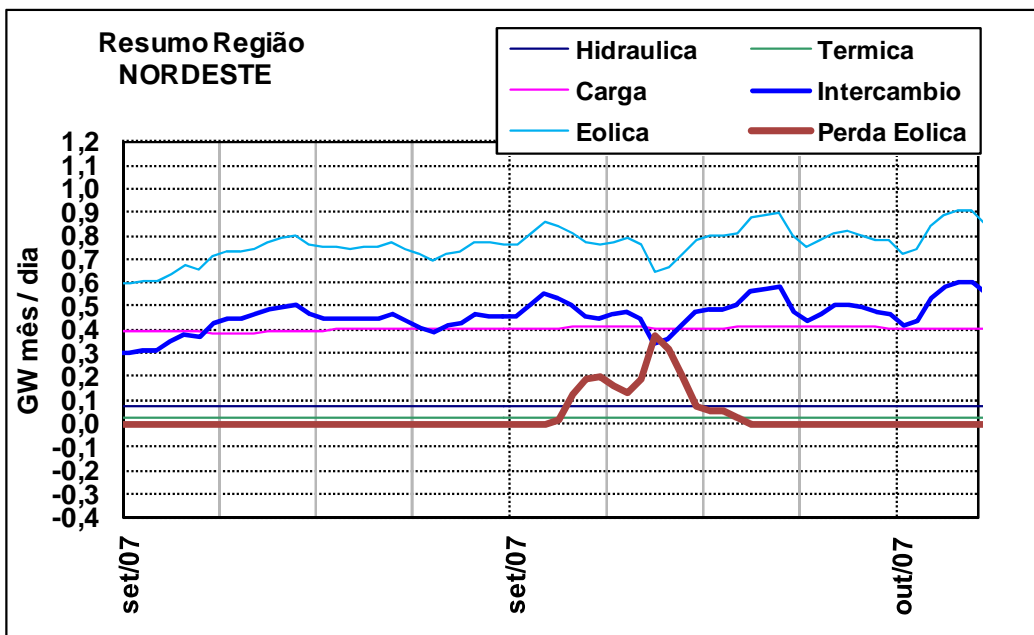


Figura 7.5.2-4 – Detalhamento das perdas eólicas na Região Nordeste

Na Figura 7.5.2-3 e na Figura 7.5.2-4 a curva marrom claro indica a perda eólica que ocorre por excesso de disponibilidade eólica e falta de geração hidráulica para compensar a sua variabilidade. Esta perda ocorre do dia 02/10/2007 ate 16/10/2007. O total das perdas é de 2,09963 GW mês/dia e representa 0,87% da eólica aproveitada no Nordeste.

7.5.3. REGIÃO SUL

O estudo foi feito com os seguintes dados:

Capacidade do reservatório equivalente = 18,42 GW mês

CI hidro = 12,84 GW

CI térmica = 3,22 GW

Potencial eólico = 22,80 GW

Fator de perdas na ENA = 2,5 %

Fator de perdas na EA = 0,11 %

Térmica = 47 %

Hidráulica mínima = 60 %

Limite de uso da capacidade instalada de hidro = 58%

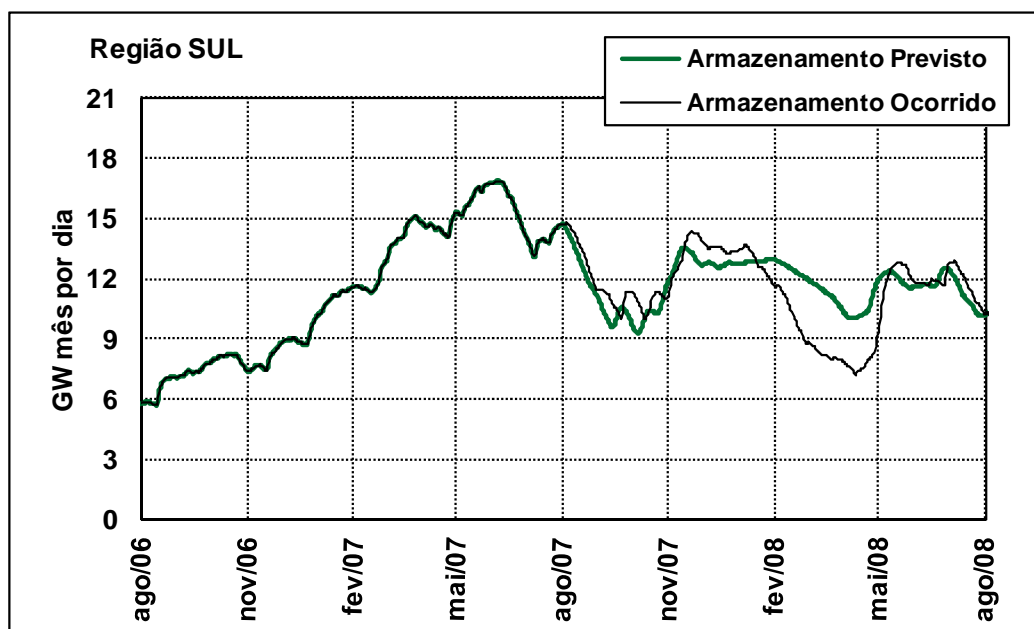


Figura 7.5.3-1 – Balanço de energia na Região Sul com afluência baixa

Na Figura 7.5.3-1 a curva verde indica o armazenamento previsto que representa o sistema simulado com o acréscimo proporcional de eólicas. O armazenamento da região Sul se inicia em 14,8 GW mês em 01/08/2007 e termina em 11,0 GW mês mostrando que nas condições estudadas o sistema é deplecionado e reenchido em um ano. Não ocorrem vertimentos.

O trecho compreendido entre dezembro de 2007 e maio de 2008 mostra a curva simulada acima da curva ocorrida, como consequência do efeito de complementaridade da disponibilidade eólica em relação afluência hidro energética. Este fato sugere que a complementaridade eólica faz com que ele passe a ser menos deplecionado neste período.

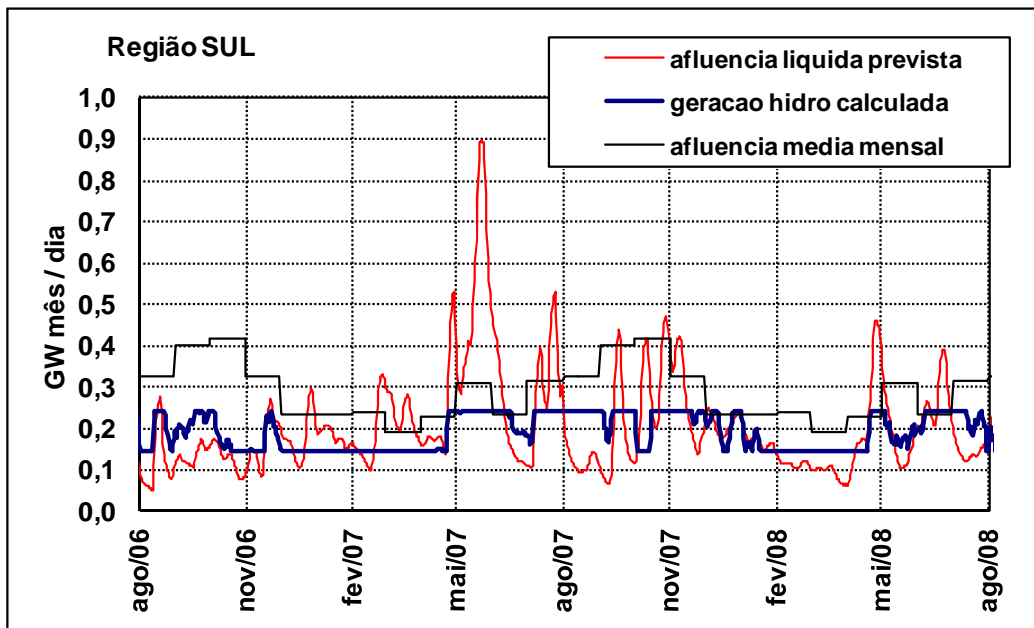


Figura 7.5.3-2 - Despacho de hidráulica na Região Sul proporcional a aflúncia

Na Figura 7.5.3-2 a curva vermelha e mostra a previsão de aflúncia líquida em valor diário usada para o estudo. A curva preta mostra a sua equivalente e em valor médio mensal para um histórico de 10 anos disponível no banco de dados. Comparando estas duas curvas se pode depreender que o valor diário é o adequado para simular o efeito da variabilidade conjunta das hidráulicas em relação às eólicas. A curva azul escuro representa o despacho médio diário da geração hidráulica calculado pelo rateio da aflúncia total do SIN em relação a aflúncia da região Sul. Os trechos planos desta curva indicam que o despacho atingiu o mínimo ou o máximo admitido nos dados de entrada.

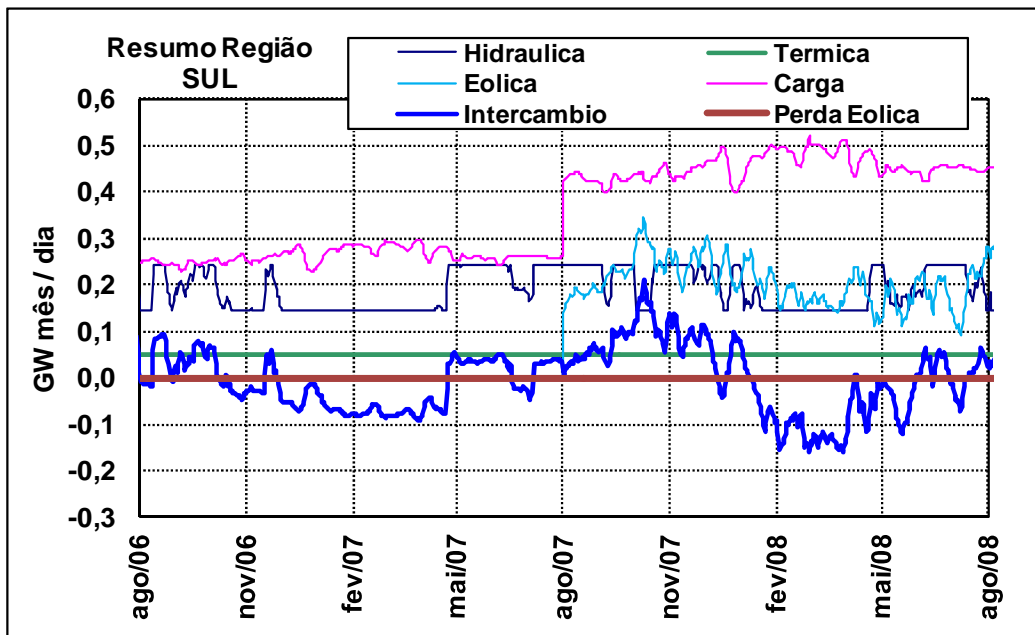


Figura 7.5.3-3 – Intercâmbio líquido e resumo da Região Sul

A Figura 7.5.3-3 mostra um resumo das principais grandezas da região Sul. A principal informação está na curva azul médio com a evolução dia a dia do intercambio líquido desta região com o restante do SIN. Analisando os dados desta curva se verifica que no ano simulado o maior valor de intercâmbio é de 0,13543 GW mês/dia ou 4,13 GW médios, saindo da Região Sul.

No ano anterior, com o mesmo critério de despacho, o intercambio máximo teria sido de 0,09261 GW mês/dia ou 2,82 GW médios, indicando a necessidade de um acréscimo de 46% na capacidade de intercambio líquido.

Na Figura 7.5.3-3 a curva marrom claro indica não haver perda eólica na região Sul.

7.5.4. REGIÃO SUDESTE

O estudo foi feito com os seguintes dados:

Capacidade do reservatório equivalente = 186,49 GW mês

CI hidro = 44,31 GW

CI térmica = 10,78 GW

Potencial eólico = 32,80 GW

Fator de perdas na ENA = 2,5 %

Fator de perdas na EA = 0,11 %

Térmica = 47 %

Hidráulica mínima = 25 %

Limite de uso da capacidade instalada de hidro = 99%

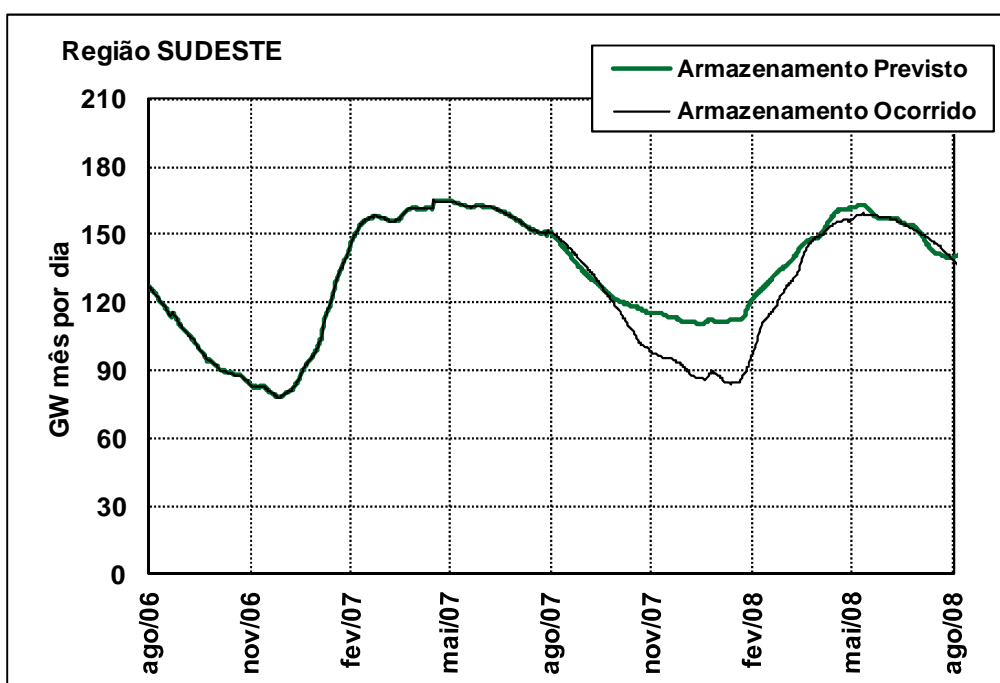


Figura 7.5.4-1 – Balanço de energia na Região Sudeste com afluência baixa

Na Figura 7.5.4-1 a curva verde indica o armazenamento previsto que representa o sistema simulado com o acréscimo proporcional de eólicas. O armazenamento da região Sudeste se inicia em 151,2 GW mês em 01/08/2007 e termina em 152,7 GW mês mostrando que nas condições estudadas o sistema é deplecionado e reenchido em um ano. Não ocorrem vertimentos.

O trecho compreendido entre outubro de 2007 e abril de 2008 mostra a curva simulada acima da curva ocorrida, como consequência do efeito de complementaridade da disponibilidade eólica em relação afluência hidro energética. Este fato sugere que a complementaridade eólica faz com que ele passe a ser menos deplecionado no período seco.

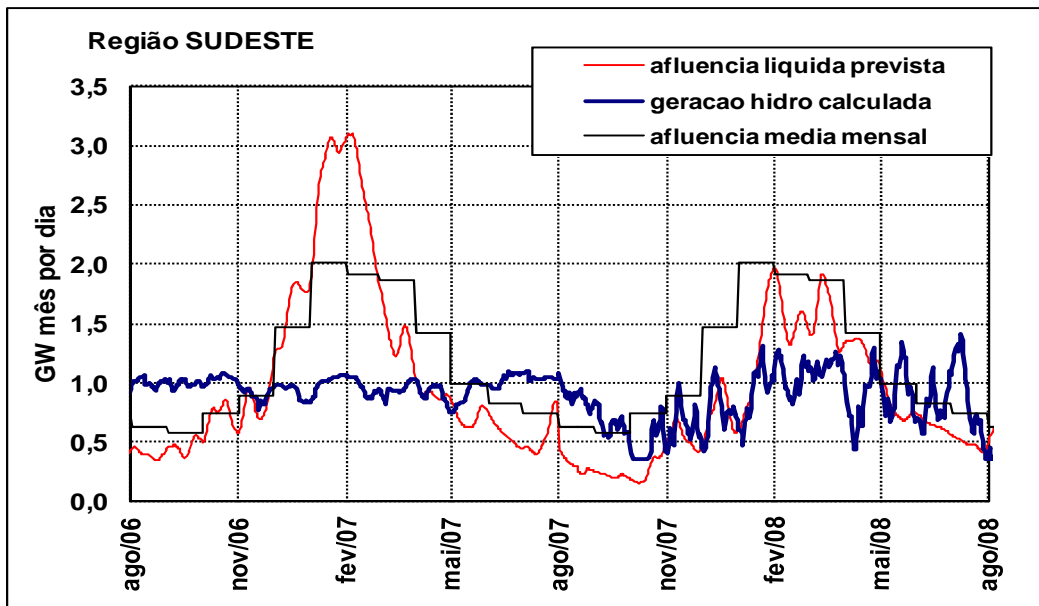


Figura 7.5.4-2 – Despacho de geração hidráulica; Região Sudeste “Swing” do SIN

Na Figura 7.5.4-2 a curva vermelha e mostra a previsão de afluência líquida em valor diário usada para o estudo. A curva preta mostra a sua equivalente e em valor médio mensal para um histórico de 10 anos disponível no banco de dados. Comparando estas duas curvas se pode depreender que o valor diário é o adequado para simular o efeito da variabilidade conjunta das hidráulicas em relação às eólicas. A curva azul escuro representa o despacho médio diário da geração hidrúlica calculado para compensar todas as outras regiões.

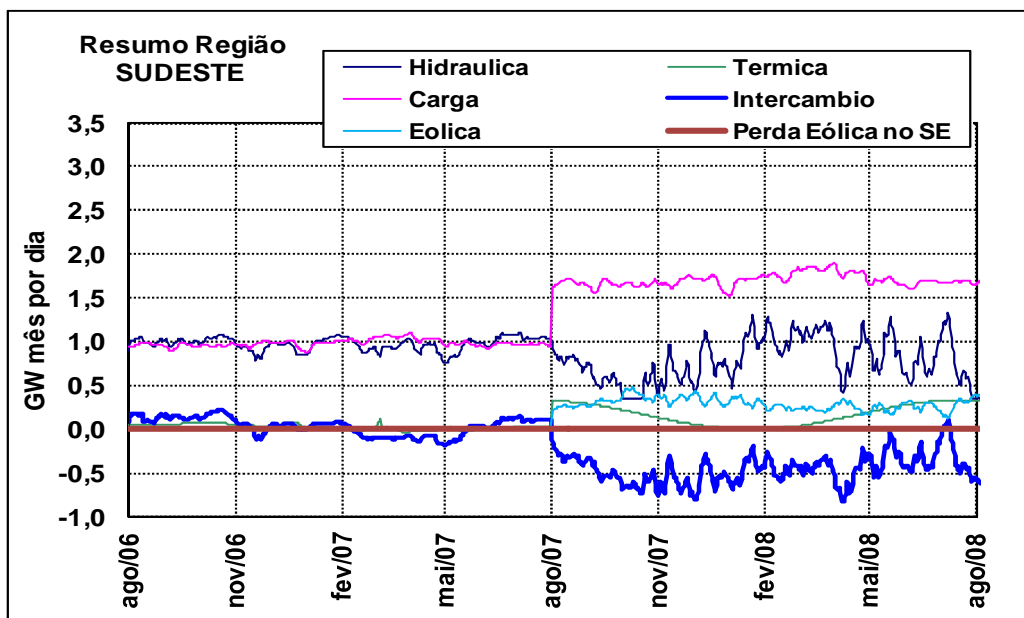


Figura 7.5.4-3 – Intercâmbio líquido e resumo da Região Sudeste

A Figura 7.5.4-3 mostra um resumo das principais grandezas da região Sudeste. A principal informação está na curva azul médio com a evolução dia a dia do intercâmbio líquido desta região com o restante do SIN. Analisando os dados desta

curva se verifica que no ano simulado o maior valor de intercâmbio é de 0,82812 GW mês/dia ou 25,26 GW médios, entrando na Região Sudeste.

No ano anterior, com o mesmo critério de despacho, o intercâmbio máximo teria sido de 0,23137 GW mês/dia ou 7,06 GW médios, indicando a necessidade de um acréscimo de 258% na capacidade de intercâmbio líquido.

Na Figura 7.5.4-3 a curva marrom claro indica não haver perda eólica na região Sudeste.

7.5.5. O SIN COMO SOMA DAS QUATRO REGIÕES

Para efeitos de verificação todas as grandezas das quatro regiões foram somadas. O fechamento a zero dos balanços carga X geração foi verificado. O resultado desta soma é o SIN representado pelas quatro regiões.

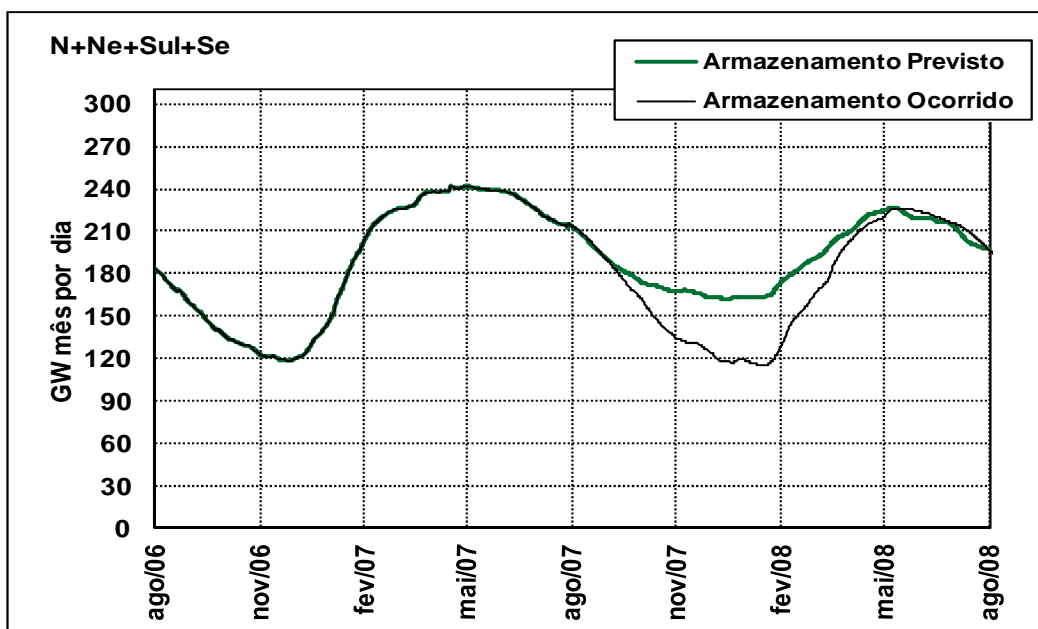


Figura 7.5.5-1 – Balanço de energia das quatro regiões do SIN com afluência baixa

Na Figura 7.1.1-1 foi apresentado o resultado da simulação do SIN representado como um único reservatório equivalente. Na Figura 7.5.5-1 é apresentado o resultado da simulação do SIN dividido em quatro regiões. A pequena diferença entre os níveis finais de armazenamento entre as duas simulações é atribuída ao tratamento das restrições de geração por região e totais para todo o SIN. A Figura 7.5.5-2 e a Figura 7.5.5-3 complementam a ilustração desta simulação.

Em especial chama a atenção o efeito que a variabilidade da geração eólica passa a ter sobre o comportamento da geração hidro. Quando comparada com o ano anterior a geração hidro passa a ter um comportamento muito mais variável do que antes.

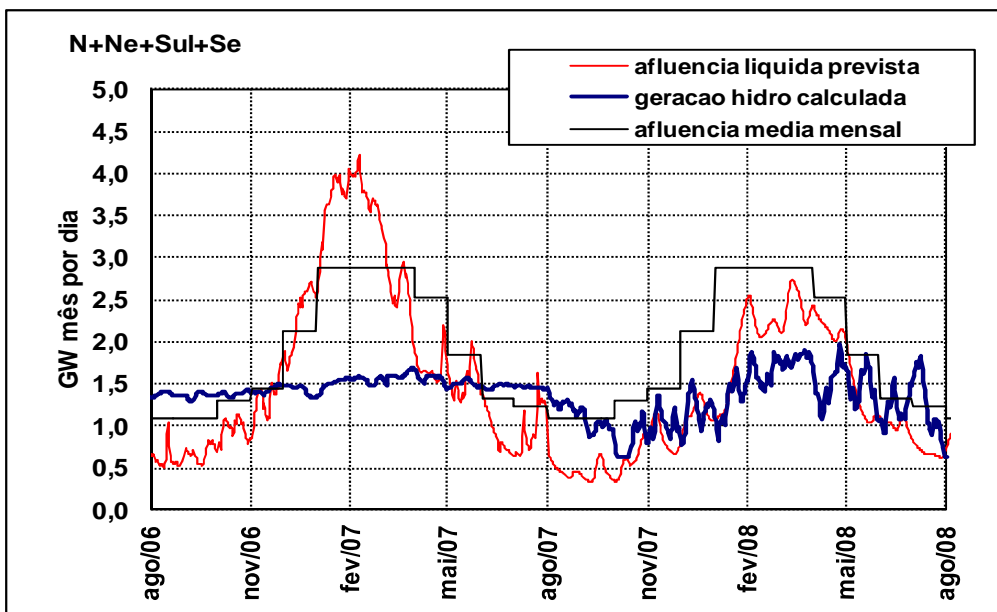


Figura 7.5.5-2 – Despacho de geração hidráulica do SIN

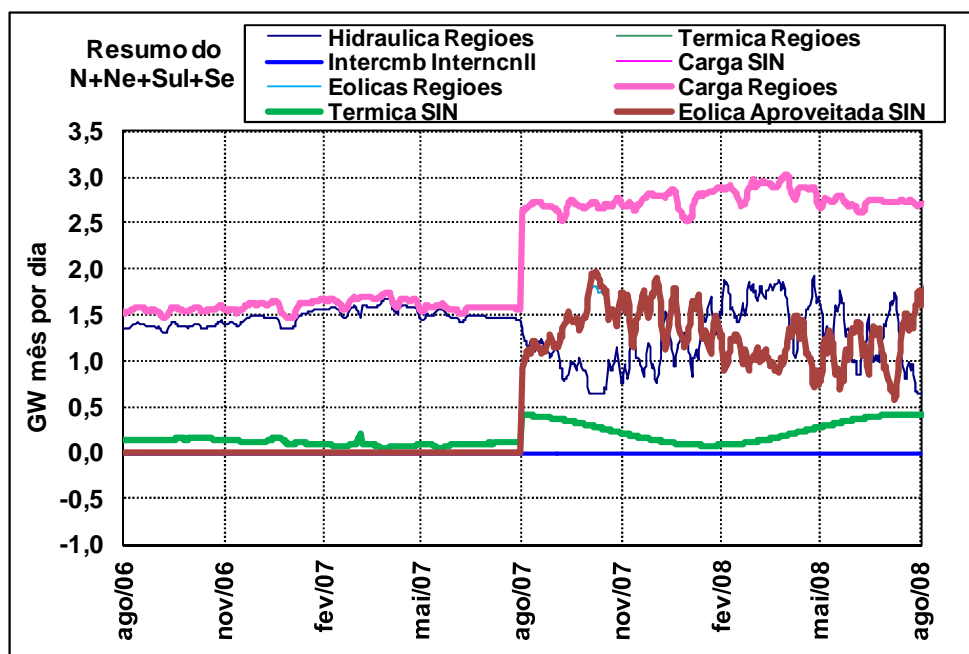


Figura 7.5.5-3 – Resumo do SIN

7.6. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Para decidir o mérito de muitos dos aspectos abordados anteriormente, é conveniente fazer uma avaliação econômica. Com esta finalidade foi feita uma avaliação expedita que é apresentada no ANEXO I. A principal novidade desta avaliação é a de considerar os efeitos econômicos do vencimento das concessões das usinas hidráulicas e usar estas usinas para compensar a variabilidade das eólicas a um custo mais baixo.

Capítulo 8

CONCLUSÕES

Os resultados do presente estudo sugerem que, sob o aspecto de balanço de energia e potência, é útil assumir que, no limite da variabilidade da geração eólica:

- a) Os reservatórios hidráulicos, as usinas térmicas e os geradores eólicos podem ser considerados como sendo fontes de energia (GW mês/dia).
- b) Os reservatórios hidráulicos podem ser tratados como armazenadores da energia que as usinas eólicas não são capazes de guardar. No entanto eles não são a única opção de elemento armazenador de energia.
- c) Devido a sua variabilidade a capacidade de fornecer potência das usinas eólicas, sob demanda do consumidor, é limitada. Os geradores hidráulicos (os térmicos também) podem ser assumidos como sendo fontes de potência (GW) capazes de compensar a variabilidade das eólicas.
- d) É benéfico que os geradores térmicos participem do papel das hidráulicas regulando a variabilidade das usinas eólicas.
- e) A metodologia do presente estudo mostrou que para dimensionar a capacidade de potência instalada de geração hidráulica e térmica foi necessário representar o SIN através de dados de afluência média diária, potência média diária e potência na hora da ponta. Os tradicionais valores médios mensais são úteis para representação puramente energética em termos das metas de armazenamento e de geração térmica, muitos anos (5 anos) à frente.

Para a alternativa de expansão do SIN instalando geração eólica em larga escala, os resultados das simulações do SIN sugerem que, sob o aspecto de balanço de energia e potência:

- a) A atual (2007/2008) capacidade de armazenamento do SIN parece ser suficiente para compensar a variabilidade dos 140 GW de geração eólica. O aproveitamento destes reservatórios passa a ser significativamente maior:
 - Sem eólicas os reservatórios atuais servem para atender 53 GW médios de carga.
 - Com eólicas os mesmos reservatórios servem para atender 92 GW médios de carga.
- b) Assumindo um crescimento da carga de 4,5% ao ano, o potencial de energia eólica de 140 GW, poderia suprir o crescimento da carga brasileira pelos próximos 17 anos.
- c) A tendência atual de construir as novas usinas hidráulicas com grande capacidade de potência instalada em relação ao tamanho dos seus reservatórios, (usinas à fio d'água) quando considerada em conjunto com um programa de instalação de eólicas em larga escala, parece viável do ponto de vista de balanço energético e de potência.

- d) O custo médio de geração poderia ser mantido próximo dos valores atuais se as hidráulicas já depreciadas, com custos de geração mais baixos, forem usadas para contrabalançar a variabilidade das eólicas.
- e) Embora alto para os padrões atuais, não parece [2] que seja o valor da reserva de potência que deva ser um fator determinante para decidir se a eólica é viável ou não. O fator que parece mais importante é o preço do produto final, R\$/MWh. O resultado dos estudos indicou que quando se implanta eólica, é possível fazer com que o preço do produto final continue sendo o mesmo.

A alternativa de expansão clássica do sistema hidrotérmico, sem usar eólicas em larga escala (e, portanto expandindo a capacidade de armazenamento do SIN), foi estudada de maneira mais sucinta. A metodologia usada foi bem mais simples. Não foram feitas simulações de expansão, mas sim um crescimento linear de todo sistema atual baseado no crescimento de carga obtido da simulação da expansão com eólicas. Por este motivo seus resultados devem ser vistos com mais cautela. As estimativas sugerem a tendência de que:

Muita cautela é o recomendável para análise da alternativa de expansão clássica do sistema hidrotérmico, sem usar eólicas em larga escala (e, portanto expandindo a capacidade de armazenamento do SIN). A metodologia usada foi bem mais simples. Não foram feitas simulações de expansão, mas sim um crescimento linear de todo sistema atual baseado no crescimento de carga obtido da simulação da expansão com eólicas. As estimativas sugerem a tendência de que:

- a) O uso da mesma política de remuneração das hidros já depreciadas, em conjunto com as novas usinas, resultaria num custo unitário médio de geração significativamente menor do que o custo atual. Normalmente a tendência do custo de geração no SIN é sempre a de aumentar à medida que o sistema é expandido. Isto ocorre porque, sabiamente, as usinas mais baratas são as primeiras a serem construídas e as usinas mais caras são deixadas para o futuro. A inversão deste lema histórico no SIN ocorreria aqui devido a mudança da política de remuneração das hidros já depreciadas que foi adotada neste estudo.
- b) A tendência atual de construir primeiro as hidráulicas que forem possíveis (mais baratas) para depois acelerar o programa de construção das eólicas (mais caras) parece adequada se for continuamente acompanhada em termos de balanço energético, de potência instalada e de custos das eólicas.
- c) Pode-se acrescentar que, em termos econômicos, enquanto as restrições ambientais para a construção de novas hidros forem aceitáveis, parece preferível expandir o SIN usando primeiro a opção hidrotérmica clássica, postergando a expansão das eólicas.

8.1. PRÓXIMOS TRABALHOS

Este trabalho está longe de esgotar o assunto. Pelo contrário, ele apenas o está iniciando. Para dar continuidade a um eventual processo de ampliação da participação das eólicas na matriz energética brasileira muito ainda precisa ser feito.

Os modelos usados no trabalho poderiam ser aprimorados para responder, entre outras, questões como:

- a) É possível trabalhar com séries estocásticas tanto de afluências como de disponibilidade eólica?
- b) Existe alguma correlação entre a ocorrência de anos secos (baixa afluência hidráulica) e anos de altos ventos?
- c) Nos anos da alta hidraulicidade qual seria o excesso de disponibilidade de energia? Para estes anos é possível oferecer ao mercado uma modalidade de energia de baixo preço, mas com a característica de ser interruptível? Qual seria a probabilidade desta energia precisar ser efetivamente interrompida?
- d) Qual seria o efeito de incluir no sistema hidro termo eólico uma rede inteligente que, através de uma tarifa em tempo real, pudesse convencer os consumidores a postecipar o seu consumo deixando-o para as horas em que a tarifa ficasse mais baixa?
- e) Como seria o algoritmo de cálculo da garantia física de pequenos grupos formados de usinas hidráulicas e de fazendas eólicas que decidissem se associar?
- f) Como se conciliaria o planejamento e a operação do sistema hidro termo eólico com outras formas de energias alternativas com características de variabilidade semelhantes à energia eólica?

Na área de banco de dados para estudos e simulações, entre outras se podem lembrar as seguintes perguntas:

- a) Tal como é feito por outras empresas [7] seria possível disponibilizar os dados detalhados (em tempo real) das fazendas eólicas brasileiras para a sociedade como um todo e para a sociedade acadêmica em particular.
- b) Quais seriam as necessidades de informações meteorológicas para aprimorar os algoritmos de previsão de disponibilidade eólica? Quem construiria e operaria as estações meteorológicas?
- c) Que órgão assumiria a tarefa de gerenciar e disponibilizar este banco de dados?

Também pode ser lembrada a necessidade de estudos detalhados de fluxo de carga, curto circuito, estabilidade de pequenas perturbações, estabilidade dinâmica e confiabilidade, para responder perguntas como:

- a) Em geral as fazendas eólicas se localizam longe das usinas hidráulicas. Por conseqüência as linhas de transmissão, ora estarão muito carregadas (geração hidráulica alta e geração eólica baixa) e ora estarão com carregamentos baixos (geração hidráulica baixa e geração eólica alta). É possível fazer um controle de tensão capaz de variar coordenadamente a geração de reativos na mesma velocidade em que ocorre a variabilidade das eólicas?
- b) Considerando que as eólicas baseadas em máquinas de indução são sensíveis à ocorrência de curtos circuitos na rede de transmissão, existiria um mecanismo de fiscalização das evoluções das capacidades de curto circuito das redes de transmissão onde elas se conectam?

- c) Considerando que a disponibilidade eólica varia continuamente ao longo do dia, é possível manter um controle carga frequência adequando onde os efeitos de variação da carga se somarão aos efeitos de variação da geração eólica?
- d) Os operadores dos centros de controle teriam algum mecanismo para controlar em tempo real os excessos de disponibilidade eólica, que na falta de uma expressão mais consagrada, vai ser chamado aqui de “vertimento de geração eólica”?
- e) Durante perturbações mais severas o sistema ainda seria estável? Como se comportaria o sistema de conservação de carga (ERAC)?
- f) Após a ocorrência de perturbações mais severas que acarretem grandes desligamentos, como se procederia para recompor o sistema? O processo de recomposição fluente poderia ser ajustado para comportar grandes gerações eólicas?

Na área institucional se podem lembrar, entre outras, as seguintes perguntas:

- a) Se um grupo relativamente pequeno de geradores hidráulicos e eólicos resolverem se associar, quem determinaria a garantia física do conjunto hidro eólico formado?
- b) Que órgão fiscalizaria a atuação do consórcio durante a operação em tempo real?

Na área econômico-financeira se podem lembrar, entre outras as seguintes perguntas:

- a) Que garantia de estabilidade regulatória poderia esperar um empreendedor que venha a participar da construção e operação deste novo sistema hidro termo eólico, dado que suas características ainda estão sendo discutidas e fazem parte de um processo evolucionário?
- b) Que outros modelos de negócio poderiam ser criados para o sistema hidro termo eólico.
- c) Que órgão faria a comercialização do produto dos consórcios hidro termo eólicos?
- d) Que órgão fiscalizaria a atuação dos consórcios durante a operação em tempo real?
- e) Que órgão atuaria na execução contábil dos grupos?

Na área de construção das fazendas eólicas se podem lembrar entre outras as seguintes perguntas:

- a) Que órgão estabeleceria as normas de engenharia mais adequadas para a construção das fazendas?
- b) Que órgão fiscalizaria a construção?

Na área de previsão de tempo e clima (meteorologia) se pode lembrar os estudos de modificações climáticas a longo prazo perguntar qual seria uma tendência de clima no que tange às eólicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, "Planejamento da Operação Energética," ONS, 1999. [Online]. Available: http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/planejamento_op_energetica.aspx. [Acesso em 10 2012].
- [2] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, IEEE Press Series on Power Systems, 2008.
- [3] Cepel; Furnas, "Curso Básico de Energia Eólica," Cepel, Rio de Janeiro, 2011.
- [4] J. M. Steinberger, "Tema de Tese - Resolvendo a Variabilidade da Geração Eólica para Integração em Larga Escala com Sistemas de Geração Hidráulica," Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.
- [5] J. Steinberger, E. Emmerik e M. Aredes, "Um Estudo para Resolver a Variabilidade da Geração Eólica Através da Integração em Larga Escala com Geração Hidráulica," *VII - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, 2010.
- [6] J. Steinberger, E. Emmerik e M. Aredes, "Large Scale Wind Generation Integrated in Hydrothermal Electric Power Systems - A Green Solution," *International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS) 2011*, 2011.
- [7] Bonneville Power Administration, "Solving Wind Integration Puzzle," BPA, Portland, OR, USA, 2010.
- [8] Bonneville Power Administration, "The Columbia River System Inside Story," BPA, Portland, Oregon, USA, 2001.
- [9] M. Gleditsch, "Utilization of hydro power for balancing wind power with relation to establishment of 1000 MW offshore wind power in Norway," Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark, 2008.
- [10] Agência Nacional de Águas , "Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil," ANA, Brasília, 2011.
- [11] EPE, "Empresa de Planejamento Energético," 2006. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br>. [Acesso em dezembro 2011].
- [12] J. R. Cotrim, *Itaipú Hydroelectric Project Engineering Features*, Foz do Iguaçu: Itaipu Press, 1994.
- [13] F. Cardinot e e. all, "A Geração do Aproveitamento Hidroelétrico de Belo Monte," *XXVIII Seminário Nacional de Grandes Barragens*, 2007.
- [14] C. CRESEB, "Wind Atlas of Brazil," Cepel, 2001. [Online]. Available: <http://www.creseb.cepel.br>. [Acesso em Fevereiro 2011].

- [15] ONS, 1999. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>. [Acesso em dezembro 2011].
- [16] Enercon, "Energy for the World," 2011. [Online]. Available: <http://www.enercon.de/en-en/>. [Acesso em dezembro 2011].
- [17] Vestas, "Wind. It means the world to us," 2011. [Online]. Available: <http://www.vestas.com/>.
- [18] Gamesa, "<http://www.gamesacorp.com/es/>," [Online]. [Acesso em agosto 2012].
- [19] General Electric, "<http://www.ge-energy.com/wind/>," GE. [Online]. [Acesso em agosto 2012].
- [20] U.S. Army Corps of Engineers, "Selecting reaction-Type Hydraulic Turbines and Pump Turbines and Hydroelectric Generators and Generator-Motors," Department of the Army, Washington D.C. USA, 1998.
- [21] DEWI, "Brasilien Special," *DEWI Magazin*, vol. Nr. 19, n. August 2001, pp. 63 - 92, 2001.
- [22] CPTEC, "Centro de Previsão de Tempo e Clima," 1990. [Online]. Available: <http://www.cptec.inpe.br>. [Acesso em dezembro 2011].
- [23] Davis e Sorensen, *Handbook of Applied Hydraulics*, McGRAW Hill, 1970.
- [24] RISO, "Energy Solutions for Sustainable Development - Proceedings Riso International Energy Conference 2007," Riso, Roskilde, Denmark, 2007.
- [25] L. Mendes, M. Costa e M. Pedreira, "A Energia Eólica e o Ambiente," Instituto da Ambiente, 2002.
- [26] GWEC, "Annual market update 2011," GWEC, Brussels, Belgium, 2011.
- [27] NERC, "Accommodating High Levels of Variable Generation," NERC, Princeton, NJ, USA, 2009.
- [28] A. L. M. Marcato, "Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte," PUC - RJ, 2002.
- [29] P. G. C. Loureiro, "Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia," Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.
- [30] IEEE, "Power and Energy Magazine Volume 10, Number 4," IEEE, Piscataway, NJ, USA, 2012.
- [31] CANAMBRA, *A Study of South and Southeast Brazilian Power System*, Nassau, 1969.

- [32] J. M. Steinberger, "Confiabilidade da Capacidade Geradora de Sistemas de Potência para Operação," PUC-RJ, Rio de Janeiro, 1975.
- [33] R. N. Francisco, "Propostas Metodológicas para o Tratamento da Curva de Aversão ao Risco no Modelo de Planejamento da Operação a Médio Prazo," UFRJ, 2006.
- [34] Cepel, "Projeto NEWAVE Modelo Estratégico de Geração a Subsistemas Equivalentes versão 15.54," Cepel, 2010.
- [35] Cepel, "Modelo DECOMP Manual de Referência versão 12.0," Cepel, 2004.
- [36] Cepel, "Modelo DESSEM Manual de Referência versão 8.2 a," Cepel, 2003.
- [37] A. O. Pereira, "Modelagem da Operação Ótima da Indústria de Energia Elétrica no Brasil," Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2000.
- [38] M. d. S. Zambelli, "Planejamento da Operação Energética Via Curvas Guia de Armazenamento," Unicamp, Campinas, 2006.
- [39] B. B. Souza, "Avaliação do Impacto da Representação de Bacias Hidrográficas através do Acoplamento Hidráulico no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo," Coppe/UFRJ, 2008.
- [40] EWEA, "Wind Energy - the Facts," EWEA, Brussels, Belgium, 2005.
- [41] EWEA, "Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply," EWEA, Brussels, Belgium, 2005.
- [42] CIGRE SC 06 WG 08, "Grid Integration of Wind Generation," Cigré, Paris, França, 2009.
- [43] Eltra; Ekraft, "Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100 kV," Eltra, Denmark, 2004.
- [44] RISO, "Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines," Riso, Roskilde, Denmark, 2001.
- [45] CIGRE SC B4 WG 39, "Integration of Large Scale Wind Generation using HVDC and Power Electronics," Cigré, 2008.
- [46] E-On Netz GmbH, "Netzanschlussregeln für Hoch und Höchstspannung," E-On, Beyreuth, Alemanha, 2003.
- [47] RISO, "Grid fault and design basis for wind turbines - Final report," Riso, Roskilde, Denmark, 2010.
- [48] Winrock International Brasil, "Kit de Ferramentas para o Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica," Global energy Concepts LLC, 2004.

- [49] D. Milborrow, "Managing Variability," WWWF-UK, 2009.
- [50] IEEE, "Task Force on Capacity Value of Wind Power," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, 2011.
- [51] J. F. C. Ricosti, "Inserção da Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro," USP, 2010.
- [52] Bonneville Power Administration, "Operational Control for Variable Generators," BPA, [Online]. Available: http://transmission.bpa.gov/wind/op_controls/default.cfm. [Acesso em 10 2012].
- [53] F. Porrua, B. Bezerra e e. all, "Wind power insertion through energy auctions in Brazil," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, , 2010.
- [54] I. Erlich e F. Shevarega, "Interaction of Large Wind Power Generation Plants with the Power System," *Power and Energy Conference, 2006, IEEE*, pp. 12 - 18, 2006.
- [55] I. Erlich e F. Shewarega, "Modeling of Wind Turbines Equipped with Doubly-Fed Induction Machines for Power System Stability," *Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES*, pp. 978 - 985, 2006.
- [56] EWEA, "Powering Europe: wind energy and the electricity grid," EWEA, Brussels, Belgium, 2012.
- [57] Akagi, Watanabe e M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, IEEE Press Series on Power Systems, 2007.
- [58] J. C. d. C. Ferreira, "Aplicação do Controle Vetorial e Teoria PQ no Controle de aerogeradores Conectados à Rede Elétrica," Coppe/UFRJ, 2005.
- [59] RISO, "Power fluctuation from large wind farms," Riso, Roskilde, Denmark, 2009.
- [60] Eltra, "New Challenges for the Transmission System Operator," Eltra, Denmark, 2007.
- [61] J. Prates, M. Zaicovski e A. Guetter, "Variabilidade Temporal e espacial do Vento Médio e de Rajada no Paraná," Instituto Tecnológico SIMEPAR, Curitiba, 2002.
- [62] B. B. Silva, J. J. A. Alves, E. P. Cavalcanti e E. D. Ventura, "Varaibilidade Espacial e Temporal do Potencial Eólico da Direção Predominate do Vento no Nordeste do Brasil," *Revista Brasileira de Meteorologia*, Vols. %1 de %2v.19, n. 2, pp. 189 - 202, 2004.
- [63] A. Barreto, M. Aragão e C. Braga, "Estudo do Ciclo Diário do Vento à Superfície no Nordeste do Brasil," em *XII Congresso Brasileiro de Meteorologia*, Foz do Iguaçu, Paraná, 2002.
- [64] ONS, "IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação," ONS, 1999. [Online]. Available: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx. [Acesso em 10 2012].

- [65] J. Kelman, "Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrotérmicos," ANA - Agência Nacional de Águas, 2002.
- [66] B. Fekete, C. J. Voerosmarty e W. Grabs, "Global Composite Runoff Fields on Observed River Discharge and Simulated Water Balances," GRDC, Koblenz, Alemanha, 2000.
- [67] J. Ferreira, C. Santo e A. Manzini, "Calibração de um Modelo Hidrológico para a Bacia do São Francisco," INPE - CPTEC, Campinas, 2011.
- [68] CEATI International Inc., "Hydroelectric Industry's Role in Integrating Wind Energy," CEATI, Montreal, Canada, 2011.
- [69] ANEEL, "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica," ANEEL, Brasília, 2005.
- [70] GWEC, "Análise do Marco Regulatório para Geração Eólica no Brasil," GWEC, São Paulo, 2011.
- [71] EPE, "Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas," EPE, Brasília, 2008.
- [72] Ministério de Minas e Energia (MME/SPD), "Garantia Física de Energia e Potência," MME, Brasília, 2004.
- [73] A. Pacheco, A. Albizzati, C. A. B. Ferreira, R. D. Moura e R. L. Varjão, "Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para Implantação da Fazenda Eólica Cabo Frio / Però - RJ," Coppead UFRJ, RJ, 2003.
- [74] International Energy Agency, "Projected Costs of Generating Electricity," OECD, Paris, France, 2010.
- [75] M. Bolinger e R. Wiser, "Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade," Lawrence Berkley National Laboratory, USA, 2011.
- [76] WWF Brasil, "Além de Grandes Hidrelétricas," WWF , Brasília, 2012.

ANEXO I

AVALIAÇÃO ECONÔMICA

I.1. FINALIDADE DESTA AVALIAÇÃO

O objetivo desta avaliação econômica é estabelecer custos referenciais de geração para serem usados na comparação de alternativas. A avaliação econômica é para duas alternativas extremas:

- Expansão do SIN com geração eólica consorciada com hidráulicas e uma pequena expansão térmica.
- Expansão do SIN com geração hidrotérmica da forma clássica como vem sendo feito no Brasil há mais de 50 anos

A avaliação econômica vai apontar valores referenciais para os custos unitários de geração que são um fator importante, mas não o único, para o estabelecimento da tarifa de fornecimento de energia elétrica [69].

A avaliação econômica sustenta, por exemplo, a conclusão de que não é a quantidade de reserva (de potência) que tem que ser analisada, mas sim o preço médio resultante da energia de um sistema com eólicas. Também sustenta a conclusão de que enquanto for possível expandir o SIN com hidráulicas, devemos fazê-lo porque é a opção mais barata.

I.2. MODELOS DE NEGÓCIO EM UM SISTEMA HIDRO TERMO EÓLICO

Dada a sua variabilidade, a energia das eólicas, isoladamente, sem nenhum tipo de compensação, é absolutamente inutilizável pelo consumidor e, portanto não tem valor algum. O consumidor não consegue utilizar uma energia que só está disponível quando existe vento e não quando ele precisa da energia. Dada a sua variabilidade um consumidor que fosse suprido exclusivamente por energia eólica seria submetido a freqüentes interrupções de fornecimento causadas pela falta de vento. Portanto, para ser utilizável pelo consumidor a energia eólica precisa antes ser beneficiada pela filtragem de sua variabilidade.

Vamos considerar como aceito o postulado técnico deste trabalho, assumindo que as hidráulicas são um excelente meio de compensar a variabilidade das eólicas. Mais ainda, a função das hidráulicas no SIN deixa de ser somente a de fornecedora de uma quantidade de energia garantida, e passa a ser também a de fornecedora de compensação da variabilidade das eólicas.

Apresentam-se então [70] as seguintes alternativas de estruturas de negócios para um novo SIN agora com um sistema misto hidro termo eólico:

I.2.1. TARIFA DE INCENTIVO AO DESENVOLVIMENTO

A forma atual de tarifação da geração eólica é uma adaptação da “Feed-in Tariff” e é considerada muito adequada para desenvolver o negócio de geração eólica. Este modelo é aplicado com sucesso enquanto o negócio ainda é relativamente pequeno e ainda não chegou ao ponto correto da curva de aprendizado para se tornar competitivo com as outras formas de geração.

Esta modalidade de tarifa consiste em compensar o preço mais alto da eólica distribuindo ele por todas as outras formas de geração. Para isto uma entidade comercializadora de energia adquire a geração eólica ao preço de custo dos geradores (mais alto) e revende esta geração, ao preço de mercado (mais baixo), para as distribuidoras. Estas empresas distribuidoras por sua vez acrescentam um adicional nas suas tarifas ao consumidor de modo a recolher um adicional financeiro que é repassado a entidade comercializadora para compensar a diferença (para mais) do custo das eólicas. À medida que o custo da geração eólica vai se tornando competitivo, a diferença vai desaparecendo e a compensação deixa de ser necessária.

A variabilidade eólica não é explicitada, mas é compensada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) [71].

I.2.2. COMPENSAÇÃO COMPULSÓRIA ATRAVÉS DO MRE

No futuro, quando o custo da geração eólica tiver caído o suficiente para que ela se torne competitiva com o custo da geração de outras fontes, ainda haverá um custo a ser computado, que atualmente não é explicitado. Trata-se do custo de compensação da variabilidade da geração eólica, que atualmente está dentro do MRE [72].

O MRE foi concebido com grande sucesso para permitir compensar a diversidade hidrológica que ocorre entre usinas de bacias diferentes. Através do MRE cada usina hidráulica é remunerada pela sua energia firme (energia garantida ou garantia física), independentemente do fato da usina em um determinado mês gerar abaixo de sua garantia física por ocorrência de um período de afluência mais baixa. A falta da geração desta usina é compensada por outras usinas que simultaneamente estão com afluências mais altas e podem gerar acima de sua garantia física.

Acontece que diversidade hidrológica e variabilidade eólica são fenômenos diferentes porque tem frequências e intensidades muito diferentes. Diversidade hidrológica é um fenômeno que ocorre com frequência de meses. Variabilidade eólica é um fenômeno que ocorre com frequência de dias, horas e até minutos.

Entre as diversas usinas hidráulicas ocorrem meses mais secos e ocorrem meses mais molhados distribuídos temporalmente em épocas diferentes dependendo da bacia hidrográfica em que estejam situadas. A característica que se quer ressaltar aqui é que essa diversidade hidrológica ocorre com uma frequência da mesma ordem de grandeza, de meses, para todas as usinas hidráulicas. Como a frequência é a mesma (meses) com o MRE, nenhuma usina fica prejudicada compensando uma

diversidade hidrológica com frequência mais rápida do que a que ocorre nas restantes usinas.

Compensar a variabilidade das usinas eólicas é diferente. As usinas hidráulicas que trabalham com variações de afluência com frequência de meses, passam a compensar, pelo MRE, variações de geração das eólicas que ocorrem com frequência de dias, horas e minutos. As hidráulicas passam a ter que dispor de uma capacidade de potência instalada adicional somente para servir de reserva de geração necessária para filtrar a variabilidade das eólicas.

Enquanto o volume de geração eólica é pequeno como acontece agora, esse problema não se torna evidente. Quando a inserção eólica atingir 46% esse problema talvez torne impossível a missão das hidráulicas. Talvez seja necessário, por exemplo, aumentar a motorização das hidráulicas existentes unicamente para que elas passem a poder cumprir a sua nova missão que é a de compensar a variabilidade das eólicas.

Ao fazer isto, as atuais hidráulicas com grandes reservatórios, ditas usinas de armazenamento, irão aos poucos tendendo a se tornar usinas à fio d'água. Curiosamente a capacidade de armazenamento perdida por essas hidráulicas vai sendo ganha pelo parque gerador eólico através da sua potencial capacidade de, no futuro, se realmente ocorrer o vento previsto, vir a gerar a energia que as hidráulicas não podem mais armazenar.

I.2.3. CUSTO DE ARMAZENAMENTO

Uma possível solução alternativa é estabelecer um custo explícito de armazenamento de energia necessário para equilibrar a variabilidade das eólicas.

A análise desta opção fica mais fácil quando ela é feita sob o ponto de vista europeu, que pretende restaurar e modernizar o grande número de pequenas usinas hidráulicas de bombeamento lá existentes e dar a elas a missão de compensar a variabilidade das eólicas.

A expectativa é que seja possível estabelecer uma "Tarifa de Armazenamento" da ordem de 2 centavos de Euro por kWh, o que daria 50,0 R\$/MWh. Na visão europeia este é um custo muito baixo para o armazenamento.

I.2.4. CONSÓRCIO GERADOR HIDRO EÓLICO

A idéia base do consórcio é tornar explícitas e devidamente valoradas os ônus e as vantagens de cada um dos sócios, o gerador hidráulico e o gerador eólico, além do gerador térmico.

Um grupo de geradores hidráulicos, proprietário de umas tantas usinas já amortizadas, se associa com um grupo de geradores eólicos, proprietário de umas tantas fazendas eólicas, geograficamente diversificadas. Ambos formam um consórcio gerador hidro eólico. A quantidade das hidráulicas deve ser tal que permita compensar

a variabilidade das eólicas. As fazendas eólicas devem ser geograficamente diversificadas para diminuir o efeito de variabilidade.

O sócio gerador eólico procederá da seguinte maneira:

- Produz o máximo de energia eólica que a disponibilidade de vento em suas fazendas permitir, sem se importar com a variabilidade.
- Repassa essa energia eólica ao sócio gerador hidráulico.

O sócio gerador hidráulico procederá da seguinte maneira:

- Recebe a energia eólica, inútil devido a sua variabilidade,
- Usa as suas usinas hidráulicas para beneficiar ao máximo essa energia eólica, filtrando a sua variabilidade e tornando-a útil para o consumidor.

O consórcio hidro eólico vende o mix das energias, hidráulica e eólica filtrada, e reparte o lucro. O consórcio hidro - eólico consegue atender uma quantidade maior de carga do que seria possível se cada sócio atuasse sozinho.

Para fins desta avaliação financeira vamos escolher esta opção de modelo de negócio.

Isoladamente o custo unitário da geração eólica é consideravelmente mais alto do que o custo unitário da geração hidráulica e térmica. Apesar disso é possível construir sistemas hidro termo eólicos econômicos, onde o custo alto das eólicas seja compensado pelo custo barato das hidráulicas.

Muitas das usinas hidráulicas brasileiras foram construídas na década de 60 e 70 do século passado. Estas usinas foram construídas sob o regime de concessão válido por um prazo típico de 50 anos. A partir do ano de 2015 muitas dessas concessões começarão a vencer nos próximos anos. Os empréstimos bancários tomados para a sua construção, com prazos típicos de 50 anos, excluindo as situações excepcionais, devem estar próximos de estar totalmente pagos. O prazo de concessão destas usinas está vencendo.

Por outro lado, a vida útil das usinas hidráulicas, em geral mantidas em bom estado de conservação pelas empresas detentoras das concessões, é bem maior do que estes 50 anos típicos para amortização. Mundo a fora existem usinas hidráulicas que estão comemorando 100 anos de vida e que, com as suas instalações eletromecânicas devidamente atualizadas, têm desempenhos iguais a usinas recém construídas.

Isto faz com que, potencialmente, o custo do MWh gerado por estas usinas possa se tornar bem barato. Há apenas três parcelas significativas a serem computadas:

- O custo de operação e manutenção, que para as hidráulicas é consideravelmente barato se comparado com as usinas térmicas,
- O custo de amortização dos investimentos necessários para manter tecnologicamente atualizadas e em bom funcionamento as partes mecânicas e elétricas destas usinas suscetíveis a desgastes e

envelhecimento tecnológicos mais rápidos do que o prazo da concessão do empreendimento.

- Um lucro hipotético a ser estabelecido para remunerar o investimento das partes já amortizadas destas usinas, mas que permanecem com a capacidade de continuar produzindo valores para a sociedade.

O estudo preliminar que segue vai demonstrar que consorciando adequadamente a energia das hidroelétricas já amortizadas (mais barata) com a energia das novas fazendas eólicas (mais cara) é possível obter um custo médio de geração plenamente competitivo com o custo médio de geração atual praticado no Brasil.

I.3. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Para fazer a avaliação econômica de um empreendimento específico, se detalha e quantifica cada item de custo individualmente [73]. Já para fazer uma avaliação econômica de um sistema de geração composto por centenas de usinas, dos mais diversos tipos, com as mais diversas condições de financiamento e de incentivos, é mais prático modelar os custos de geração de cada fonte separando-os em três tipos:

- Custos de investimento, que se compõe dos custos de amortização do empréstimo para construção da usina. O custo de investimento é modelado através de um sistema de prestações anuais constantes ao longo do prazo de concessão da usina com uma taxa de interesse que gera pagamentos anuais equivalentes a todos estes custos.
- Custos fixos de operação, que se compõem dos custos de mão de obra, e de manutenção que estão mais associados ao porte da usina. Estes custos são modelados como uma percentagem fixa do custo anual de investimento.
- Custo variável de operação que cobre o combustível para as usinas térmicas e é o principal componente do custo de operação. O seu valor depende do tipo de combustível e depende da quantidade de energia produzida. Esse custo vai ser modelado como um valor médio constante para o SIN despachado com as usinas mais baratas.

Estabelecidos estes custos, a necessidade de receita se obtém estimando uma taxa de juros equivalentes que seja capaz de produzir uma série de pagamentos constantes que levem ao valor de custo de geração típico, vigente no mercado.

I.3.1. CUSTOS UNITÁRIOS, JUROS EQUIVALENTES E PRAZOS DE AMORTIZAÇÃO

O estabelecimento dos custos unitários e dos juros equivalentes é uma tarefa razoavelmente difícil. Eles são considerados informações estratégicas e não são disponíveis como um todo [74] de forma consolidada como já ocorreu no passado. Os custos unitários são muito dependentes de fatores específicos da negociação de cada projeto. Os valores usados neste trabalho são na maioria coletas de notícias isoladas que apareceram em periódicos técnicos do setor elétrico. Outra dificuldade para estabelecer os custos unitários advém do fato de muitos deles são disponíveis em

moedas estrangeiras e precisam ser convertidos para Reais a uma taxa de câmbio que pode ser bastante variável dependendo das condições econômicas de cada momento.

Algumas observações sobre custos unitários:

- Para as térmicas, o custo unitário usado aqui considera um mix de térmicas a gás, carvão e nucleares.
- Os juros equivalentes para as hidráulicas já amortizadas estão cotados em um nível mínimo igual ao que é praticado em outros segmentos da economia brasileira (FGTS e Poupança). Isto pode ser considerado como sendo o incentivo para o uso de fontes alternativas em larga escala consorciadas com estas hidráulicas já amortizadas.
- Os juros equivalentes para novos investimentos foram adotados como sendo 17% ao ano, para eólicas, novas hidráulicas e modernização das hidráulicas já amortizadas. Para novas térmicas os juros equivalentes adotados foram de 15% ao ano.
- Para as hidráulicas já amortizadas foi considerado que será necessário um novo investimento para modernização das partes mecânicas e elétricas cujo custo equivale a 20% do custo total de uma usina nova.
- Para as hidráulicas já amortizadas, o custo unitário cai significativamente, mas não se anula porque permanece o custo de operação. Além disto, embora elas já estejam amortizadas ainda vão continuar precisando de investimentos (estimados em 20% do valor total) para atualizar a tecnologia dos componentes eletromecânicos tais como proteções, disjuntores, sistemas de excitação, sistemas de supervisão e controle e etc. A vida útil destes componentes é estimada em um máximo de 25 anos.
- Para as eólicas foi considerado um fator de aprendizado que reduz o seu custo de investimento para a terça parte do custo inicial das primeiras fazendas instaladas no Brasil. O custo aqui usado está entre os mais baixos reportados na literatura [75]. É interessante lembrar que é possível obter o mesmo custo de energia, por exemplo, para as eólicas cerca de 110,00 R\$/MWh, para quaisquer pares de valores custo unitário X taxa de juros equivalentes, situados entre dois extremos:
 - Baixo custo unitário de construção (~1400,00 R\$/kW) e alta taxa de juros equivalentes (~17%), que foi a opção na tese.
 - Alto custo unitário de construção (~3000,00 R\$/kW) e baixa taxa de juros equivalentes (~8%) que é o que refletem muitas das notícias que aparecem na mídia.

I.3.2. FÓRMULA DE CÁLCULO DA RECEITA ANUAL

A receita anual é calculada para cobrir os investimentos e pagar os custos de operação.

A fórmula de cálculo é a clássica usada para o Fator de Valor Presente de uma sucessão de prestações constantes.

$$FVP(n;i) = ((1+i)^n - 1) / (i*(1+i)^n) \quad (I.3.2-1)$$

$$P = VP / FVP(n,i) \quad (I.3.2-2)$$

$$RA = P + CO \quad (I.3.2-3)$$

Onde:

Tabela I.3.2-1 Lista de variáveis para cálculo da receita anual

FVP	Fator de Valor Presente
VP	Valor Presente do investimento
N	Número total de pagamentos em anos
i	Taxa anual de juros equivalentes do negócio
RA	Receita Anual
P	Prestação anual constante
CO	Custo de Operação anual

De um modo geral, para que um negócio seja atrativo economicamente a taxa de juros equivalentes i deve ser superior à taxa mínima de atratividade para investimentos disponível no mercado.

I.4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA EXPANSÃO DO SIN COM EÓLICAS

As tabelas a seguir resumem os resultados dos estudos para a alternativa de expansão do SIN usando a opção de implantação de eólicas em larga escala. A Tabela I.4-1 relembra os valores obtidos da consolidação das simulações dos estudos de expansão do SIN considerando afluências baixas e críticas.

Tabela I.4-1 Alternativa eólica - evolução da capacidade instalada do SIN

O SIN PASSA	DE	PARA
CI ponta eólica (GW)	0,20	140,00
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	74,18	74,18
CI ponta hidro (novas usinas)	0,00	11,74
CI ponta térmica (GW)	15,89	18,99
CI total ponta de geração (GW)	90,27	244,91
Capacidade de Armaz. Hidráulico (GW mês)	269,02	269,02
Ponta de carga máxima (GW)	64,01	110,42
Crescimento da Ponta de Carga		73%
Reserva de potência total (%)	29%	55%
Relação CI geração / carga suprida	1,4	2,2
Relação armazenamento carga suprida	4,2	2,4

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Tabela I.4-2 Custos unitários de operação e manutenção

O&M hidros e térmicas novas	5%	do invest.anual
O&M hidros e térmicas velhas	10%	do invest.anual
custo de combustível térmico	150,00	R\$/MWh gerado

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

A Tabela I.4-2 mostra os custos unitários de operação e manutenção por tipo de usina. O custo de O&M está separado por um custo fixo proporcional ao valor de investimento e um custo variável exclusivo das térmicas, proporcional ao volume de geração efetivamente ocorrido. O custo de combustível para as térmicas (variável) é um valor médio dos custos usados pelo Newave. Os custos também são diferenciados para as usinas novas, com um custo menor, e para as usinas antigas, com um custo maior.

I.4.1.CUSTOS DO SISTEMA ATUAL

Os custos unitários de investimento adotados para este trabalho estão apresentados na Tabela I.4.1-1 abaixo. Chama a atenção o altíssimo custo unitário de ponta eólica que corresponde às primeiras fazendas instaladas no Brasil. Este valor se explica pelo fato de se tratar de uma tecnologia nova com a qual não tínhamos nenhuma experiência. À medida que mais eólicas vem sendo implantadas já se nota o efeito da curva de aprendizado fazendo este custo cair significativamente.

Tabela I.4.1-1 Custos unitários de investimento em geração - sistema atual

	custo de investimento R\$/kW	juros p/ anualizado %	prazo de amortização anos
CI ponta eólica (GW)	\$4.300,00	17%	30
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$2.500,00	17%	50
CI ponta hidro "retrofit" de 20%			
CI ponta hidro (novas usinas)	\$2.000,00	17%	30
CI ponta térmica (GW)	\$1.500,00	17%	30

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Utilizando os custos unitários de investimento apresentados e utilizando as capacidades instaladas mostradas na coluna "DE" da Tabela I.4-1 se obtém os custos totais de investimento. Estes custos são anualizados usando as taxas de juros equivalentes e prazos de amortização.

Tabela I.4.1-2 Custos totais de investimento e de O&M - sistema atual

	custo de invest. total (10 ⁶)R\$	custo de invest. anual (10 ⁶)R\$	custo de operação anual (10 ⁶)R\$
CI ponta eólica (GW)	\$856,99	\$147,01	\$7,35
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$185.458,75	\$31.540,28	\$3.154,03
CI ponta hidro "retrofit" de 20%			
CI de ponta hidro (novas usinas)	\$0,00	\$0,00	\$0,00
CI ponta térmica (GW)	\$23.830,35	\$4.087,97	\$7.193,45
CI total ponta de geração (GW)	\$210.146,09	\$35.775,26	\$10.354,83

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

I.4.2. CUSTOS DO SISTEMA EXPANDIDO COM EÓLICAS

A Tabela I.4.2-1 mostra os custos unitários de investimento adotados para avaliar a expansão do SIN com eólicas. Ressalta-se o custo de investimento das eólicas, que apresenta uma sensível queda em relação ao custo original adotado para a implantação das primeiras eólicas, como é de se esperar pelo efeito da curva de amadurecimento.

Tabela I.4.2-1 Custos unitários, investimento em geração - expansão com eólicas

	custo de Investimento R\$/kW	juros p/ Anualizado %	prazo de amortização anos
CI ponta eólica (GW)	\$1.505,00	17%	30
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$2.000,00	9%	30
CI ponta hidro "retrofit" de 20%	\$500,00	17%	30
CI ponta hidro (novas usinas)	\$2.000,00	17%	30
CI ponta térmica (GW)	\$1.500,00	17%	30

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Usando os custos unitários de investimento (Tabela I.4.2-1) e os custos unitários de O&M (Tabela I.4-2) se obtém os custos totais de investimento e operação apresentados na Tabela I.4.2-2 abaixo, já devidamente anualizados.

Tabela I.4.2-2 Custos totais de investimento e de O&M - expansão com eólicas

	custo de invest. Total (10 ⁶)R\$	custo de invest. anual (10 ⁶)R\$	custo de operação anual (10 ⁶)R\$
CI ponta eólica (GW)	\$210.700,00	\$36.144,44	\$1.807,22
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$148.367,00	\$14.441,50	\$1.444,15
CI ponta hidro "retrofit" de 20%	\$37.091,75	\$6.362,89	\$318,14
CI de ponta hidro (novas usinas)	\$23.484,72	\$4.028,68	\$201,43
CI ponta térmica (GW)	\$28.480,35	\$4.885,65	\$10.300,20
CI total ponta de geração (GW)	\$448.123,82	\$65.065,47	\$14.071,15

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Obtidos os custos totais de investimento e operação para o sistema atual e para o sistema expandido eólicas se pode comparar a evolução de um custo médio de geração independente da fonte, tal como é apresentado na Tabela I.4.2-3 abaixo.

Tabela I.4.2-3 Evolução dos custos unitários de energia - expansão com eólicas

	DE R\$/MWh	PARA R\$/MWh
Energia Eólica	\$275,40	\$111,50
Energia Hidráulica	\$86,84	\$81,02
CI ponta hidro (novas usinas)	----	----
Energia Térmica	\$249,42	\$232,16
Custo médio	\$98,72	\$99,16

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Para fins de comparação de ordem de grandeza dos custos unitários de energia das diversas fontes a Tabela I.4.2-4 relaciona valores que costumam ser citados isoladamente na mídia.

Tabela I.4.2-4 Custos de energia típicos para referência

Fonte de geração	Custo Unitário R\$/MWh
Hidro	78,00
Eólica	150,00
Gás natural	150,00
Nuclear	250,00

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Refletindo o efeito da curva de amadurecimento da tecnologia de geração eólica, recentemente a ABEEólica já afirma que o seu custo já caiu para 125,00 R\$/MWh e é um bom valor.

O que se observa é que o custo médio de geração praticamente não se altera se forem mantidas as premissas anteriormente expostas, cujas características mais marcantes são:

- Um consórcio hidro eólico onde também as térmicas participam da estabilização da variabilidade das eólicas.
- Cada participante do consórcio recebe uma remuneração suficiente para cobrir os seus custos de investimento e de operação.
- Na remuneração de cada participante está embutido um lucro compatível com os padrões de investimentos no mercado, respeitadas as características de garantia e segurança que o setor elétrico normalmente proporciona.
- As hidráulicas já amortizadas são remuneradas por uma taxa de atratividade mínima do mercado brasileiro.
- Os novos investimentos necessários nas hidráulicas já amortizadas são remunerados a taxas de mercado.

I.5. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA EXPANSÃO DO SIN COM HIDRÁULICAS E TÉRMICAS

Para se ter uma idéia da efetividade da expansão com eólicas a comparação que logo vem à lembrança é a alternativa de continuar a expandir com hidros e térmicas sem inserir eólicas. A Tabela I.5-1 a seguir, idêntica à Tabela 7.4-1, resume uma estimativa de expansão do SIN usando a opção clássica de sistemas hidrotérmicos sem implantação de eólicas em larga escala.

Tabela I.5-1 Expansão hidrotérmica - evolução da capacidade instalada do SIN

E O SIN PASSA	DE	PARA
CI ponta eólica (GW)	0,20	0,20
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	74,18	74,18
CI de ponta hidro (novas usinas)	0,00	53,79
CI ponta térmica (GW)	15,89	27,41
CI total ponta de geração (GW)	90,27	155,58
Capacidade de Armaz. Hidráulico (GW mês)	269,02	464,08
Ponta de carga máxima (GW)	64,01	110,42
Crescimento da Ponta de Carga		73%
Reserva de potência total (%)	29%	29%
Relação CI geração / carga suprida	1,4	1,4
Relação armazenamento carga suprida	4,2	4,2

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

I.5.1.CUSTOS DO SISTEMA EXPANDIDO COM HIDRÁULICAS E TÉRMICAS

Para ser efetiva esta alternativa é feita com os mesmos preceitos de tratamento das hidráulicas já amortizadas Os resultados são mostrados que são mostrados na Tabela I.5.1-1 na Tabela I.5.1-2 e na Tabela I.5.1-3

Tabela I.5.1-1 Custos unitários, investimento em geração - expansão hidrotérmica

	custo de investimento R\$/kW	juros p/ anualizado %	prazo de amortização anos
CI ponta eólica (GW)	\$4.300,00	17%	30
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$2.000,00	9%	30
CI ponta hidro "retrofit" de 20%	\$500,00	17%	30
CI de ponta hidro (novas usinas)	\$2.000,00	17%	30
CI ponta térmica (GW)	\$1.500,00	17%	30

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Tabela I.5.1-2 Custos totais de investimento e de O&M - expansão hidrotérmica

Custos Totais de Geração	custo de invest. total (10 ⁶)R\$ PARA	custo de invest. anual (10 ⁶)R\$ PARA	custo de operação anual (10 ⁶)R\$ PARA
CI ponta eólica (GW)	\$856,99	\$147,01	\$7,35
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$148.367,00	\$10.778,70	\$1.077,87
CI ponta hidro "retrofit" de 20%	\$37.091,75	\$6.362,89	\$636,29
CI de ponta hidro (novas usinas)	\$107.576,04	\$18.454,08	\$1.845,41
CI ponta térmica (GW)	\$41.108,95	\$7.052,02	\$12.409,18
CI total ponta de geração (GW)	\$335.000,74	\$46.457,50	\$16.342,38

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Tabela I.5.1-3 Evolução dos custos unitários de energia - expansão hidrotérmica

	DE R\$/MWh	PARA R\$/MWh
Energia Eólica	\$275,40	\$275,40
Energia Hidráulica	\$86,84	\$64,14
CI ponta hidro (novas usinas)	----	----
Energia Térmica	\$249,42	\$249,42
Custo médio	\$98,72	\$77,91

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

I.6. COMPARAÇÃO ECONÔMICA DAS DUAS ALTERNATIVAS

A Tabela I.6-1 resume os resultados das duas alternativas de expansão da geração do SIN. Em ambas as alternativas foi adotada a mesma política em relação a remuneração módica das hidros já amortizadas.

Tabela I.6-1 Comparação das alternativas de expansão

com Afluência Baixa e Afluência Crítica	Configuração o Atual 2007/2008	Expansão com Eólica	Acréscimos na Expansão com Eólica	Expansão Hidrotérmica	Acréscimos na Expansão Hidrotérmica
Capacidade de Armazenamento Hidráulico [GWh]	269	269	0	464	195
Ponta de Carga Suprida [GW]	64	110	46	110	46
Capacidade Eólica Instalada [GW]	0	140	140	0	0
Capacidade Hidráulica Instalada [GW]	74	86	12	128	54
Capacidade Térmica Instalada [GW]	16	19	3	28	12
Capacidade Total de Geração Instalada [GW]	90	245	155	156	66
Inserção Eólica [%]	0	46		0	
Custo Unitário Médio de Geração [R\$/MWh]	98,72	99,16		77,91	

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Analisando a Tabela I.6-1 pode-se tirar algumas conclusões interessantes.

Para a alternativa de expansão do SIN com eólicas beneficiadas pelas hidros já depreciadas, o custo unitário médio de geração fica em 99,16 R\$/MWh, que é da mesma ordem do custo atual (2007/2008 sem eólicas) igual a R\$ 98,72.

Já a alternativa de expansão clássica do sistema hidrotérmico, usando a mesma política de remuneração das hidros já depreciadas, resulta num custo unitário médio de geração igual a 77,91 R\$/MWh que é significativamente menor do que o custo atual. Normalmente a tendência do custo de geração no SIN é sempre a de aumentar à medida que o sistema é expandido. Isto ocorre porque, sabiamente, as usinas mais baratas são construídas primeiro e as usinas mais caras são deixadas para o futuro. A inversão deste lema histórico no SIN ocorre aqui devido a mudança da política de remuneração das hidros já depreciadas que foi adotada neste estudo.

Comparando as duas alternativas se conclui que, em termos econômicos, enquanto as restrições ambientais para a construção de novas hidros forem aceitáveis, é preferível expandir o SIN usando primeiro a opção hidrotérmica clássica, postergando a expansão das eólicas.

I.7. SENSIBILIDADE ECONÔMICA DAS DUAS ALTERNATIVAS

Este processo de análise econômica é fortemente dependente dos custos unitários que venham a ser estabelecidos e da política de remuneração das usinas. Para exemplificar, a publicação do WWF Brasil [76] ("World Wide Fund For Nature" ou "Fundo Mundial para a Natureza") apresenta custos unitários de construção de usinas sensivelmente diferentes dos usados pelo autor. Os valores destes custos unitários foram então encaixados nos itens de custo desta tese e estão mostrados na Tabela I.7-1 abaixo.

Tabela I.7-1 Custos unitários do WWF

	custo de investimento R\$/kW	juros p/ anualizado %	prazo de amortização anos
CI ponta eólica (GW)	\$3.350,00	10%	30
CI ponta hidro no SIN + YPU50 (GW)	\$3.450,00	6%	50
CI ponta hidro (novas usinas)	\$3.450,00	10%	30
CI ponta térmica (GW)	\$3.000,00	10%	30

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Usando estes custos unitários com a mesma metodologia usada para os valores do autor, se consegue os custos apresentados na Tabela I.7-2 e na Tabela I.7-3.

Tabela I.7-2 Custos unitários de energia (WWF) - expansão com eólicas

	PARA R\$/MWh
Energia Eólica	\$153,48
Energia Hidráulica	\$80,35
CI ponta hidro (novas usinas)	----
Energia Térmica	\$251,61
Custo médio WWF	\$118,19
Custo médio do autor	\$99,16

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Tabela I.7-3 Custos unitários de energia (WWF)- expansão hidrotérmica

	PARA R\$/MWh
Energia Eólica	\$170,30
Energia Hidráulica	\$71,89
CI ponta hidro (novas usinas)	----
Energia Térmica	\$272,96
Custo médio WWF	\$88,01
Custo médio do autor	\$77,91

V187LEMTSensibilidadeCustosTrabalhoTese.xlsx

Analisando os custos unitários médios WWF acima nas colunas “PARA” se chega à mesma conclusão, mas com valores bastante diferentes. Isto indica uma considerável sensibilidade dos dados usados para determinação do custo unitário médio de energia.

ANEXO II

ÁREA OCUPADA COM FAZENDAS EÓLICAS

Os principais aspectos ambientais foram tratados no capítulo do estado atual da tecnologia. O aspecto da área necessária para implantação de tantas fazendas eólicas ainda é fonte de preocupação de muitos segmentos da sociedade e, portanto merece um esclarecimento mais detalhado. O objetivo é mostrar que a área ocupada potencialmente por eólicas para instalar os 140 GW de eólicas é da mesma ordem de grandeza da área já ocupada por apenas alguns dos reservatórios de usinas hidroelétricas existentes no Brasil.

II.1. METODOLOGIA PARA A ESTIMATIVA DE ÁREA A SER OCUPADA

A metodologia para estimativa da área ocupada segue a proposta do Anexo A2 da referência [48]. Muitos fatores influenciam no projeto detalhado de fazendas eólicas. Para uma estimativa expedita inicial, as áreas para fazendas eólicas podem ser estimadas em termos de:

- Distância entre torres
- Distância entre linhas de torres

Estas distâncias são estabelecidas em função do diâmetro do rotor e de um fator multiplicativo cujos valores típicos são apresentados na Tabela II.1-1.

Tabela II.1-1 Fatores de distância para projetos de Fazendas Eólicas

Fator de distancia entre as linhas de torres	10
Fator de distância entre as torres	3

II.2. ESTIMATIVA DE ÁREA NECESSÁRIA PARA EÓLICAS

Para fazer esta estimativa foi escolhida uma turbina eólica típica [16].com os dados da Tabela II.2-1.

Tabela II.2-1 Dados de uma turbina eólica típica

Potência do Gerador	2	MW
Altura da nacele	98	m
Comprimento da pá	37	m
Altura Total	135	m

Assumindo que o diâmetro do rotor seja o dobro do comprimento da pá, e aplicando estes fatores à turbina eólica típica da Tabela II.2-1 se obtêm as áreas de terra necessárias para instalar uma única torre, mostrados na Tabela II.2-2. Obtém-se também a área necessária para instalar os 140 GW mostrados na Tabela II.2-3.

Tabela II.2-2 Áreas necessárias para uma torre

Distância entre as linhas de torres	740	m
Distância entre torres	222	m
Área para uma torre	0,16428	Km2
Área / potência da torre	0,082	Km2 / MW

Tabela II.2-3 Áreas necessárias para 140 GW

Total de torres necessárias	70.000	
Área total para 140 GW de eólicas	11.500	Km2
Área por Km2	0,082	Km2 / MW

Para fins de avaliação do porte da área que será ocupada por eólicas, os dados na Tabela II.2-4 mostram a área ocupada por alguns poucos reservatórios de usinas hidráulicas brasileiras.

Tabela II.2-4 Terras para os principais reservatórios

Usina Hidroelétrica	Reservatório Km2	Potência Instalada MW	Km2 / MW
Balbina	2.360	250	9,440
Sobradinho	4.214	1.050	4,013
Furnas	1.440	1.216	1,184
Tucuruí	2.850	8.350	0,341
Jirau	258	3.450	0,075
Santo Antonio	217	3.150	0,069
Belo Monte	516	11.400	0,045
Total	11.855	28.866	0,411

Com os dados apresentados na Tabela II.2-3 e na Tabela II.2-4 se pode concluir que as ocupações de terras necessárias para instalar os 140 GW de geração eólica não causarão um severo impacto na utilização do território brasileiro especialmente se comparado com as áreas já utilizadas para construção de lagos de usinas hidráulicas.

O que se observa é que a necessidade de terras ocupadas com fazendas eólicas é de 0,082 km²/MW ou seja, é cinco vezes menor do que a necessidade de terras para usinas hidráulicas, igual a 0,411 km²/MW.

ANEXO III

EXEMPLO NUMÉRICO

As tabelas que seguem demonstram através de um pequeno exemplo como são feitos os cálculos para os primeiros dias da simulação do balanço de energia e potência média diária. Com pequenas simplificações para poderem funcionar sozinhas, estas tabelas correspondem à planilha que faz o balanço no SIN para a o cenário de afluência baixa. Todas as tabelas iniciam no dia 31/07/2007, mas a simulação se inicia no dia 01/08/2007 e isto é indicado por uma linha tracejada mais grossa no corpo de todas as tabelas. Os parâmetros que vem de outras partes da planilha estão ressaltados na cor verde

Tabela III-1 - Cálculo da Previsão de Afluência

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Constantes		01/08/2007		90%	2,5%	0,1%			
2	PlanEolB SIN energia		ENA -Afluencia Diaria ocorrida no dia	Afluencia Med Movel 8 dias a frente = Considerada a partir de 01/08/2007	previsão bruta da ENA	PERDAS na ENA por vertimentos locais	perdas na EA por evaporação	Perda hidraulicas totais	Previsao de Afluencia Liquida Media Movel para este dia em funcao da aflu.366+1 dias atras	Junta Curvas Afluencia Ocorrida/Prevista a partir data p/iniciar previsão
3		semana	mês	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia
4	T	31/07/2007	1,427							1,427
5	Q	01/08/2007	1,354	1,122	1,010	0,02524	0,23544	0,261	0,749	0,749
6	Q	02/08/2007	1,363	1,058	0,952	0,02380	0,23458	0,258	0,694	0,694
7	S	03/08/2007	1,549	1,011	0,910	0,02274	0,23374	0,256	0,653	0,653
8	S	04/08/2007	1,386	0,973	0,876	0,02189	0,23291	0,255	0,621	0,621
9	D	05/08/2007	1,234	0,942	0,848	0,02119	0,23208	0,253	0,594	0,594

Na Tabela III-1 se observa que:

- A célula C1 contem a data de início da simulação
- A célula E1 indica que a afluência ocorrida (ENA) será reduzida para 90%
- A célula F1 indica que as perdas hidráulicas na afluência causadas por vertimento locais não modeláveis pelo reservatório equivalente são simuladas como sendo 2,5% da afluência média diária
- A célula G1 indica que as perdas hidráulicas por evaporação serão simuladas como sendo 0,1% do nível de armazenamento do dia anterior
- A célula J5 = F5 + G5 e assim por diante à partir do dia 01/08/2007 mostra a afluência líquida a ser usada na simulação.

Tabela III-2 – Cálculo da Geração Hidráulica

	A	B	C	D	E	
1	Constantes		1,9458	25%		
2	PlanEoIB SIN energia		Geração Hidráulica Necessária Calculada por balanço com a Eólica Disponível	Geração Hidráulica Possível (dentro dos limites max e min)	Falta de Capacidade Instalada de Hidro ou Termica = 0,0 GW medios	
3		semana	mês	GW mês/dia	GW mês/dia	GW medios
4		T	31/07/2007			
5		Q	01/08/2007	1,52735	1,52735	
6		Q	02/08/2007	1,46517	1,46517	
7		S	03/08/2007	1,40392	1,40392	
8		S	04/08/2007	1,37659	1,37659	
9		D	05/08/2007	1,37981	1,37981	

Na Tabela III-2 se observa que:

- A célula C1 = contém a capacidade máxima de geração hidráulica em GW mês / dia em 01/08/2007 multiplicada por 80% e que corresponde a 59,35 GW
- A célula D1 indica que o limite mínimo de geração hidráulica é igual a 25% da capacidade máxima contida em C1
- A célula C5 contém o cálculo da geração hidráulica correspondente ao princípio sugerido pela equação 6.3-1 com os limites máximos e mínimos relaxados
- A célula D5 contém a geração hidráulica colocada dentro dos limites máximos e mínimos

.Tabela III-3 –Previsão de Carga

	A	B	C	D	E	F	G	
1	Constantes					73%		
2	PlanEoIB SIN energia		Carga Média Movel Ocorrida no Dia	Periodo de referencia para previsão de carga	Carga Média Movel do Periodo de referencia para previsão de carga	Taxa de previsão de variação de carga (>0 = cresce; <0 = decresce)	Carga prevista para o dia sem racionamento	
3		semana	mês	GW mês/dia	dd/mm/aa	GW mês/dia	p.u.	GW mês/dia
4		T	31/07/2007	1,56				
5		Q	01/08/2007	1,56	01/08/2006	1,52	0,73000	2,63
6		Q	02/08/2007	1,57	02/08/2006	1,52	0,73000	2,63
7		S	03/08/2007	1,57	03/08/2006	1,53	0,73000	2,64
8		S	04/08/2007	1,58	04/08/2006	1,53	0,73000	2,65
9		D	05/08/2007	1,59	05/08/2006	1,54	0,73000	2,66

Na .Tabela III-3 se observa que:

- A célula F1 = 73% indica que a carga ocorrida no ano anterior será aumentada em 73% para efeitos desta simulação.

Tabela III-4 – Previsão de Intercâmbios Internacionais

	A	B	C	D	E	F	
1	Constantes			0%			
2	PlanEoIB SIN energia		Previsão de 100% dos intercambios internacionais (Garabi=2000; Acaray=45; Uruaiaiana=0.)	Fator de redução dos Intercambios Internacionais	Previsão de Intercambios Internacionais: entrando=positivo	Previsão de Intercambio Liquido com o SIN (positivo = saindo do SIN)	
3		semana	mês	GW mês/dia	p.u.	GW mês/dia	GW mês/dia
4		T	31/07/2007				
5		Q	01/08/2007	0,06705	0,00000	0,00000	0,00000
6		Q	02/08/2007	0,06705	0,00000	0,00000	0,00000
7		S	03/08/2007	0,06705	0,00000	0,00000	0,00000
8		S	04/08/2007	0,06705	0,00000	0,00000	0,00000
9		D	05/08/2007	0,06705	0,00000	0,00000	0,00000

Na Tabela III-4 se observa que:

- A célula D1 = 0% indica que não será considerado nenhum intercâmbio internacional na simulação.

Tabela III-5 – Cálculo da geração Térmica

	A	B	C	D	E
1	Constantes			47%	
2	PlanEoIB SIN energia semana		Capacidade máxima das térmicas despacháveis com as novas unidades a serem instaladas	Fator de despacho MEDIO ANUAL das térmicas	Previsão de despacho das térmicas
3		mês	GW mês/dia	p.u.	GW mês/dia
4		T	31/07/2007		
5	Q	01/08/2007	0,52088	0,47000	0,24481
6	Q	02/08/2007	0,52088	0,47000	0,24481
7	S	03/08/2007	0,52088	0,47000	0,24481
8	S	04/08/2007	0,52088	0,47000	0,24481
9	D	05/08/2007	0,52088	0,47000	0,24481

Na Tabela III-5 se observa que:

- A célula C1= 47% indica que na geração térmica serão utilizados 47% da capacidade de geração térmica instalada durante todo o período da simulação. A capacidade instalada de térmicas é de = 15,9 GW

Tabela III-6 - Geração Eólica

	A	B	E	F	G	H	I	J	K	
1	Constantes				140,00	perda eolica 2007/2008=		0,00000		
2	PlanEoIB SIN energia semana		Série Sintética desse Ano	Data de referencia da Série Sintética desse ano Usada para expansão distribuida	Eólica Distribuida Disponível Total	Eólica Distribuida Necessária Total	Eólica Aproveitada	Perda de Eólica (erro SE < 0)	Media Anual da Geração Eólica Aproveitada	
3		mês	p.u.		GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês/dia	
4		T	31/07/2007							
5		Q	01/08/2007	0,18760	01/08/2007	0,86110	0,86110	0,86110	0,00000	1,27939
6		Q	02/08/2007	0,20113	02/08/2007	0,92322	0,92322	0,92322	0,00000	1,27939
7		S	03/08/2007	0,21573	03/08/2007	0,99025	0,99025	0,99025	0,00000	1,27939
8		S	04/08/2007	0,22386	04/08/2007	1,02756	1,02756	1,02756	0,00000	1,27939
9		D	05/08/2007	0,22553	05/08/2007	1,03521	1,03521	1,03521	0,00000	1,27939

Na Tabela III-6 se observa que:

- A coluna E contém a série sintética
- A coluna G contém a geração eólica disponível para ser gerada que foi obtida pela série sintética multiplicada pelos 140 GW.
- A coluna H contém a necessidade de geração eólica calculada pelo balanço sugerido pela equação 6.3-1
- A coluna I contém a geração eólica que foi efetivamente aproveitada
- A coluna J contém a perda eólica

Tabela III-7 – Verificação de Fechamento a Zero

	A	B	C
1	Constantes		
2	PlanEoIB SIN energia		balanço geração carga fecha zero?
3		semana	mês
4		T	31/07/2007
5	Q	01/08/2007	0,00000
6	Q	02/08/2007	0,00000
7	S	03/08/2007	0,00000
8	S	04/08/2007	0,00000
9	D	05/08/2007	0,00000

Depois de tantas modificações de despachos, a Tabela III-7 faz uma conferência mostrando que o balanço fecha a zero e todos os despachos devem estar corretos

Tabela III-8 - Balanço de Energia Hidráulica

	A	B	C	D	E	F	
1	Constantes					269,0	
2	PlanEoIB SIN energia		Armaz. Verificado no Final do Dia	Calculo da variacao bruta de armazen. para o dia com ENA liquida	Previsao de Armazenamento incluindo a perda hidráulica	Plano B Previsão de Armazen. do Dia Corrente em Diante com Afluencia Baixa e Eólicas Múltiplas	
3		semana	mês	GW mes	GW mês/dia	GW mês/dia	GW mês
4		T	31/07/2007	214,0			214,0
5	Q	01/08/2007	213,6	-0,77830	213,25870	213,3	
6	Q	02/08/2007	213,2	-0,77150	212,48720	212,5	
7	S	03/08/2007	212,9	-0,75061	211,73659	211,7	
8	S	04/08/2007	212,3	-0,75569	210,98090	211,0	
9	D	05/08/2007	212,0	-0,78555	210,19535	210,2	

A Tabela III-8 faz o balanço de energia no reservatório equivalente sugerido pela equação 6.4-1 A célula F1 = 269 contém a capacidade máxima de armazenamento considerada.